



TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT TERINTERKONEKSI
DI SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN UNTUK *MASTER
PLAN* SAMPAI DENGAN TAHUN 2050**

Bories Yudo Satrio
NRP 07111440000197

Dosen Pembimbing
Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Ir. Sai'in, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TE 141599

**STUDY OF INTERCONNECTED POWER GENERATING
PLANNING IN KALIMANTAN ELECTRICITY SYSTEM FOR
MASTER PLAN UP TO 2050**

Bories Yudo Satrio
NRP 07111440000197

Advisor
Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Ir. Sai'in, MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Perencanaan Pembangkit Terinterkoneksi Di Sistem Kelistrikan Kalimantan Untuk Master Plan Sampai Dengan Tahun 2050”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 16 Juli 2018



Bories Yudo Satrio
NRP 07111440000197

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT
TERINTERKONEKSI DI SISTEM KELISTRIKAN
KALIMANTAN UNTUK MASTER PLAN SAMPAI
DENGAN TAHUN 2050**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember-**

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I

Ir. Samsul Anam, MT.
NIP. 196307251990031002

Dosen Pembimbing II

Ir. Sai'in, MT.
NIP.



STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT TERINTERKONEKSI DI SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN UNTUK *MASTER PLAN* SAMPAI DENGAN TAHUN 2050

Nama : Bories Yudo Satrio
Pembimbing I : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Pembimbing II : Ir. Sai'in, MT.

ABSTRAK

Berdasarkan data ditjen ketenagalistrikan Indonesia, rasio elektrifikasi di Kalimantan baru mencapai 87,89%. Sementara menurut RUPTL 2018-2027, konsumsi energi listrik di Kalimantan terus meningkat sekitar 9,7% pertahun. Berdasarkan data tersebut, kebutuhan energi listrik di wilayah Kalimantan diperkirakan masih akan terus tumbuh tiap tahunnya. Pertumbuhan kebutuhan energi listrik di Kalimantan harus diikuti dengan penambahan kapasitas tenaga listrik dengan mengoptimalkan seluruh potensi sumber energi primer yang ada. Kalimantan memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari 26.916 juta ton cadangan batu bara, 59,73 TSCF gas bumi, 985 MMSTB minyak bumi, dan 4.423 MW tenaga air yang memungkinkan untuk dibangun. Prinsip dalam merencanakan pembangkit listrik adalah mendapatkan nilai total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dan memenuhi kriteria keandalan tertentu yang dapat dicapai apabila menggunakan sistem kelistrikan yang saling berinterkoneksi. Oleh karena itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik di wilayah Kalimantan dengan memanfaatkan potensi energi yang ada, maka akan dilakukan studi tentang perencanaan pembangkit terinterkoneksi di sistem kelistrikan Kalimantan untuk *master plan* sampai dengan tahun 2050. Perencanaan ini akan didukung dengan simulasi menggunakan *software* WASP untuk mendapatkan nilai keekonomian yang optimum dan keandalan sesuai dengan yang direncanakan. Dari hasil perencanaan, didapatkan total biaya penyediaan listrik termurah dan nilai indeks keandalan telah sesuai dengan standar PLN yaitu LOLP<0,274%.

Kata kunci : interkoneksi, perencanaan pembangkit, potensi energi, WASP IV.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

STUDY OF INTERCONNECTED POWER GENERATING PLANNING IN KALIMANTAN ELECTRICITY SYSTEM FOR MASTER PLAN UP TO 2050

Name : Bories Yudo Satrio
1st Advisor : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
2nd Advisor : Ir. Sai'in, MT.

ABSTRACT

Based on data from the Directorate General of Electricity in Indonesia, electrification ratio in Kalimantan only reached 87.89%. While according to RUPTL 2018-2027, The growth of electricity consumption in Kalimantan about 9.7% per year. Based on the data, the electricity demand in the region will continue to grow every year. The growth of electricity demand in Kalimantan has to be followed by the addition of electric power capacity by optimizing all potential primary energy sources. Kalimantan has potential primary energy sources consists of 26916 million tons reserves of coal, 59.73 TSCF of natural gas, 985 MMSTB oil and 4423 MW of hydropower. The principle in power generating planning is to get the cheapest of the total cost electricity supply and meet certain reliability criteria that can be achieved when using interconnected electrical systems. Therefore, to meet the electricity demand in the Kalimantan area by utilizing the existing energy potential, it will be a study of interconnected power generating planning in Kalimantan electricity system for master plan up to 2050. This plan will be supported by simulation using WASP software to get the value optimum economy and reliability as planned. From the results of planning, obtained the cheapest cost of electricity supply and reliability value index has been in accordance with the standard PLN is LOLP <0.274%.

Keywords : interconnection, generating plan, energy source, WASP IV

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT karena dengan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “*Studi Perencanaan Pembangkit Terinterkoneksi di Sistem Kelistrikan Kalimantan Untuk Master Plan Sampai Dengan Tahun 2050*”.

Tugas akhir ini merupakan salah satu mata kuliah yang wajib ditempuh dalam persyaratan akademik program studi S1 di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Dalam proses penyusunan buku ini terdapat pihak-pihak yang sangat berjasa dalam membantu terwujudnya buku ini. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan nikmat iman dan kesehatan serta rahmatnya hingga penyusunan buku Tugas Akhir ini berakhir
2. Kedua orang tua, kakak, dan segenap keluarga penulis yang selalu memberikan semangat, kasih sayang serta dukungan baik moral maupun material.
3. Bapak Ir. Sjamsjul Anam, MT. dan Bapak Ir. Sai'in, MT. selaku dosen - dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran dan bimbingan dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Seluruh teman-teman yang telah membantu pelaksanaan Tugas Akhir ini, yaitu Imam, Farhan, dan Banu.
5. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro ITS, teman-teman e54, para dosen dan karyawan atas dukungan, masukan serta kerjasamanya sepanjang masa perkuliahan dan pengerjaan tugas akhir ini.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat bermanfaat untuk banyak pihak. Oleh sebab itu, penulis mengharapkan kritik, saran serta koreksi yang membangun dari pembaca untuk perbaikan di masa mendatang.

Surabaya, 16 Juli 2018

Penulis

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR ISI

ABSTRAK i	
ABSTRACT.....	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	3
1.4 Metodologi.....	3
1.5 Sitematika Pembahasan.....	4
1.6 Relevansi dan Manfaat.....	5
BAB 2 DASAR TEORI	7
2.1 Pengertian Pembangkit Listrik	7
2.1.1 Jenis-Jenis Pembangkit Listrik	8
2.1.2 Jenis Pembangkit Listrik Berdasarkan Karakteristik Beban	12
2.2 Pengembangan Pembangkit Listrik.....	13
2.3 Faktor-Faktor Operasional Sistem Pembangkit Listrik.....	14
2.3.1 Faktor Beban.....	14
2.3.2 Faktor Kapasitas	14
2.3.3 Forced Outage Range (FOR)	15
2.4 Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik	15
2.4.1 Heat Rate	15
2.4.2 Spinning Reserve	16

2.4.3 Lifetime Pembangkit	16
2.4.4 Minimum Load	16
2.5 Faktor-Faktor Dalam Optimasi Perencanaan Pembangkit	17
2.5.1 Indeks Keandalan Sistem.....	17
2.5.2 Energy Not Serve (ENS)	17
2.5.3 Salvage Value	17
2.5.4 Biaya Operasional Pembangkit.....	18
2.6 Perhitungan Biaya Pokok Pembangkitan	19
2.7 Wien Automatic System Planning IV (WASP-IV)	20
2.7.1 Alur Kerja WASP IV	21
2.7.2 Common Case Data	22
2.7.3 Load System (LOADSY)	23
2.7.4 Fixed System (FIXSYS)	24
2.7.5 Variable System (VARSYS)	25
2.7.6 Configuration Generator (CONGEN).....	26
2.7.7 Merge and Simulate (MERSIM).....	27
2.7.8 Dynamic Programming Optimization (DYNPRO).....	29
2.7.9 Report Writer of WASP in a Batched Environment (REPROBAT).....	31
2.8 Prinsip-Prinsip Sistem Kelistrikan Interkoneksi	32
BAB 3 POTENSI ENERGI PRIMER DAN KONDISI SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN.....	33
3.1 Realisasi Penjualan Listrik Kalimantan	33
3.2 Pembangkit Eksisting dan Kapasitas Daya Terpasang.....	34
3.2.1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat	35
3.2.2 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan-Tengah	36

3.2.3 Pembangkit Eksisting di Kalimantan Timur-Utara.....	37
3.3 Potensi Sumber Energi Primer	38
3.4 Proyek Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020	40
3.5 Rencana Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan	42
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TAHUN 2021-2050	45
4.1 Asumsi Perencanaan	45
4.2 Input Data Kebutuhan Beban Tahun 2021-2050 dan Pembangkit Eksisting Kalimantan.....	45
4.2.1 Data Kebutuhan Beban	45
4.2.2 Data Pembangkit Eksisting	47
4.3 Input Jenis Kandidat Pembangkit.....	48
4.4 Simulasi Konfigurasi Pembangkit.....	51
4.5 Hasil Optimasi Pengembangan Pembangkit	51
4.6 Biaya Pengembangan Pembangkit Dan Indeks Keandalan	54
4.7 Rencana Pengembangan Pembangkit Kalimantan Tahun 2021-2050	56
4.7.1 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Kalimantan Barat.....	56
4.7.2 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Kalseltengtimra	57
4.7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Interkoneksi..	59
4.8 Analisis Jaminan Ketersediaan Energi	63
BAB 5 PENUTUP	67
5.1 Kesimpulan	67
5.2 Saran	67
DAFTAR PUSTAKA	69

LAMPIRAN.....	71
BIOGRAFI PENULIS	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Flowchart Alur Kerja WASP-IV	21
Gambar 2.2	Tampilan dari Common Case Data	22
Gambar 2.3	Tampilan Dari Modul Loadsy	23
Gambar 2.4	Tampilan Dari Modul Fixsys	25
Gambar 2.5	Tampilan Dari Modul Varsys	26
Gambar 2.6	Tampilan Dari Modul Congen	27
Gambar 2.7	Tampilan Dari Modul Mersim	28
Gambar 2.8	Tampilan Dari Modul Dypro	29
Gambar 3.1	Peta Sistem Kelistrikan Kalimantan	42
Gambar 4.1	Load Duration Curve Kalimantan Tahun 2014.....	46
Gambar 4.2	Grafik Beban Puncak Kelistrikan Kalimantan Tahun 2021-2050.....	46
Gambar 4.3	Grafik Pemanfaatan Pembangkit Eksisting Selama Periode Perencanaan	48
Gambar 4.4	Screening Curve Kandidat Pembangkit Yang Direncanakan	50
Gambar 4.5	Diagram Batang Rencana Pengembangan Pembangkit Kalimantan Tahun 2021-2050 Berdasarkan Jenis Pembangkit.....	53
Gambar 4.6	Neraca Daya Sistem Kalbar	57
Gambar 4.7	Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra	58
Gambar 4.8	Neraca Daya Sistem Interkoneksi Kalimantan 2026-2050	59
Gambar 4.9	Grafik Kebutuhan Daya dan Kemampuan Transfer Daya Antar Sistem Kelistrikan di Kalimantan	62

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Nilai Heat Rate Pembangkit <i>Thermal</i>	15
Tabel 2.2 Nilai Heat Rate PLTD	16
Tabel 2.3 Jenis Pembangkit Beserta Biaya Investasi, O&M Fix, dan O&M Variable.....	19
Tabel 3.1 Realisasi Penjualan Listrik Kalimantan.....	33
Tabel 3.2 Realisasi Pertumbuhan Penjualan Listrik Kalimantan.....	33
Tabel 3.3 Daya Terpasang Kelistrikan Kalimantan Tahun 2017.....	34
Tabel 3.4 Komposisi Kelistrikan Kalimantan Per Jenis Pembangkit ...	35
Tabel 3.5 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat Tahun 2017	35
Tabel 3.6 Pembangkit Terpasang Kalimantanatan Selatan-Tengah Tahun 2017	36
Tabel 3.7 Pembangkit Terpasang Kalimantanatan Timur-Utara Tahun 2017	37
Tabel 3.8 Sumber Energi Batubara di Kalimantan	39
Tabel 3.9 Sumber Energi Gas, Minyak Bumi dan CBM di Kalimantan	40
Tabel 3.10 Rencana Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020	41
Tabel 4.1 Data Kandidat Pembangkit <i>Thermal</i> Yang Direncanakan....	49
Tabel 4.2 Daftar Kandidat Pembangkit <i>Hydro</i> Yang Akan Dibangun .	49
Tabel 4.3 Data Lifetime, Capital Cost, Construction Time, dan IDC Setiap Kandidat Pembangkit	51
Tabel 4.4 Biaya Pengembangan Pembangkit Tahun 2021-2050	54
Tabel 4.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Sitem Kalimantan Barat	56
Tabel 4.6 Rencana Pengembangan Pembangkit di Sistem Kalseltengtimra	58
Tabel 4.7 Rencana Penempatan Pembangkit di Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan 2026-2050	60
Tabel 4.8 Kebutuhan Bahan Bakar Per Jenis Pembangkit di Kalimantan	64

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kalimantan merupakan salah satu pulau di Indonesia yang memiliki rasio elektrifikasi kurang dari 100%. Tercatat hingga Juni 2017 rasio elektrifikasi untuk provinsi Kalimantan baru mencapai 87,89% [1]. Berdasarkan data dari RUPTL PLN 2018-2027, penjualan tenaga listrik pada tahun 2017 di Kalimantan telah mencapai 9.427 GWh dengan konsumsi persektornya mencapai 660 GWh untuk sektor industri, 5.849 GWh untuk sektor rumah tangga, 2.066 GWh untuk sektor bisnis, dan 852 GWh untuk sektor penerangan publik. Penjualan tenaga listrik di Kalimantan terus tumbuh rata-rata 9,2% pertahun, namun penambahan kapasitas pembangkit di Kalimantan rata-rata hanya 1% pertahun [2].

Sementara itu, beban puncak di Kalimantan akan terus mengalami peningkatan rata-rata 12,4% pertahun hingga periode 10 tahun kedepan, sehingga berdasarkan proyeksi tersebut pada tahun 2027 beban puncak di Kalimantan diperkirakan sebesar 3.954 MW. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, PLN minimal harus menambah kapasitas tenaga listrik di Kalimantan rata-rata sekitar 289 MW pertahun, dengan rincian untuk sistem kelistrikan Kalimantan Barat (Kalbar) minimal 139 MW pertahun dan untuk sistem kelistrikan Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara (Kalseltengtimra) minimal 150 MW pertahun selama periode 2018-2027. Dengan adanya pertambahan kapasitas tersebut, total daya mampu di Kalimantan akan bertambah hingga 4.540 pada tahun 2027 [2].

Dalam membangun pembangkit listrik di suatu daerah, maka perlu diketahui potensi sumber energi primer yang terdapat di daerah tersebut. Kalimantan memiliki beberapa potensi sumber energi primer yang tersebar di setiap provinsinya. Untuk provinsi Kalimantan Barat terdapat potensi batu bara (nilai kalori 5100-6100 kcal/kg) sebesar 106,6 juta ton. Provinsi Kalimantan Selatan telah memiliki cadangan batu bara mencapai 1.287 juta ton dan tenaga air yang dapat dibangun sebesar 349 MW. Provinsi Kalimantan Tengah dengan cadangan batu bara mencapai 4 juta ton, gas alam 0,13 TCSF, dan tenaga air yang dapat dibangun mencapai 356 MW. Untuk provinsi Kalimantan Timur memiliki potensi cadangan batu bara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton pertahun, cadangan gas bumi mencapai 51,7 TSCF, cadangan minyak bumi 985 MMSTB, potensi gas metan batu bara (CBM) sebesar

108 TSCF, dan tenaga air yang dapat dibangun sebesar 860 MW. Sedangkan untuk provinsi Kalimantan Utara berupa potensi batu bara yang mencapai 1.607,3 juta ton, gas alam 7,9 TSCF, dan tenaga air yang dapat dibangun mencapai 2.660 MW [2]. Keseluruhan potensi energi tersebut akan sangat optimal digunakan, apabila menggunakan sistem kelistrikan yang saling berinterkoneksi.

Berdasarkan kenyataan di atas, perlu dilakukan suatu studi untuk merencanakan penambahan kapasitas pembangkit di Kalimantan dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik dengan memanfaatkan potensi energi yang ada. Perencanaan tersebut harus memperhatikan biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, serta biaya not served untuk memperoleh nilai NPV total biaya penyediaan listrik termurah (least cost) dan juga harus memenuhi kriteria keandalan tertentu yang dapat dicapai apabila menggunakan sistem kelistrikan yang saling berinterkoneksi. Oleh karena itu, akan dilakukan studi tentang perencanaan pembangkit terinterkoneksi di sistem kelistrikan Kalimantan untuk *master plan* sampai dengan tahun 2050. Perencanaan jangka panjang dilakukan untuk menentukan level tegangan dan konfigurasi jaringan *backbone* yang akan digunakan pada sistem interkoneksinya. Perencanaan ini juga akan didukung dengan simulasi menggunakan *software* WASP (*Wien Automatic System Planning*) untuk mendapatkan nilai keekonomian yang optimum dan keandalan sesuai dengan yang direncanakan.

1.2 Permasalahan

Perumusan masalah yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

1. Beban puncak di Kalimantan yang terus mengalami peningkatan setiap tahun, sehingga dibutuhkan penambahan daya dengan membangun pembangkit listrik baru.
2. Dalam perencanaan pembangunan pembangkit listrik di Kalimantan perlu memperhatikan biaya pembangkitan dan keandalan dari sistem tenaga listriknya.
3. Dalam merencanakan pembangkit listrik terinterkoneksi, perlu diperhatikan prakiraan aliran daya antar sistem kelistrikan.

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah :

1. Membuat rencana penambahan pembangkit listrik, sehingga daya mampu di Kalimantan dapat memenuhi permintaan beban puncak.
2. Menyusun perencanaan pembangunan pembangkit listrik di Kalimantan dengan biaya termurah dan keandalan yang tinggi, melalui proses optimasi menggunakan *software* WASP IV.
3. Membuat rencana aliran daya antar sistem kelistrikan di Kalimantan dalam rangka *sharing energy*.

1.4 Metodologi

Metode yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi literatur

Studi literatur yang akan dilakukan mengenai jenis-jenis pembangkit tenaga listrik, kapasitas daya terbangkit, dan biaya pembangkitan, yang dihubungkan dengan potensi energi listrik di Kalimantan.

2. Pengumpulan Data

Melakukan pengumpulan data-data yang dibutuhkan baik data primer maupun data sekunder mengenai pertumbuhan kebutuhan energi listrik, potensi sumber energi primer, pembangkit eksisting maupun pembangkit yang sedang dibangun, parameter teknis setiap pembangkit, dan biaya -biaya dalam pembangkitan listrik.

3. Simulasi

Simulasi dilakukan untuk mendapatkan perencanaan pembangkit dengan nilai keekonomian yang optimum dan keandalan yang tinggi berdasarkan data-data yang telah dikumpulkan dengan menggunakan *software* WASP IV.

4. Analisis Data

Setelah melakukan simulai kemudian dilakukan analisis data dari hasil simulasi tersebut. Dari hasil analisis ini, dibuatlah suatu perencanaan pembangkit terinterkoneksi di sistem

kelistrikan kalimantan untuk *master plan* sampai dengan tahun 2050.

5. Penulisan Buku Tugas Akhir.

Penulisan laporan adalah rangkuman kesimpulan akhir dari beberapa rangkaian metodologi diatas untuk menggambarkan hasil serta analisis dan simulasi yang telah dilakukan.

1.5 Sitematika Pembahasan

Sistematika pembahasan dalam Tugas Akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut:

1. BAB 1 Pendahuluan

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang perumusan masalah, tujuan, metodologi, sistematika pembahasan, relevansi dan manfaat tugas akhir ini.

2. BAB 2 Dasar Teori

Bab ini secara garis besar membahas tentang teori penunjang yang digunakan dalam pembahasan tugas akhir ini, yang meliputi pengertian pembangkit listrik, pengembangan pembangkit listrik, faktor-faktor dalam pengembangan pembangkit listrik, kriteria perencanaan pembangkit listrik, parameter teknis pembangkit listrik, perhitungan biaya pokok pembangkitan listrik, dan *software* WASP IV.

3. BAB 3 Kondisi Sistem Kelistrikan Kalimantan

Bab ini membahas tentang kondisi sistem kelistrikan di Kalimantan yang meliputi penjualan listrik Kalimantan, potensi energi primer, kapasitas pembangkit eksisting, proyek penambahan pembangkit sesuai RUPTL, dan sistem transmisi listrik di Kalimantan.

4. BAB 4 Simulasi dan Analisis Rencana Pengembangan Pembangkit Sampai Dengan Tahun 2050

Bab ini membahas tentang rencana penambahan pembangkit listrik di Kalimantan yang meliputi, proyeksi kebutuhan listrik Kalimantan, daya terpasang dan penentuan kandidat pembangkit, rencana penambahan pembangkit, biaya pengembangan pembangkit, neraca daya Kalimantan hingga tahun 2050, rencana

transfer energi, serta analisis jaminan ketersediaan energi yang semuanya dihasilkan melalui simulasi menggunakan *software* WASP IV.

5. BAB 5 Penutup

Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran dari hasil analisis mengenai perencanaan pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan dalam jangka waktu hingga tahun 2050.

1.6 Relevansi dan Manfaat

Tugas akhir ini relevan dengan bidang studi teknik sistem tenaga listrik karena membahas permasalahan mengenai perencanaan pengembangan pembangkitan yang mana studi ini diperlukan untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kalimantan yang terus meningkat setiap tahunnya. Oleh karena itu, tugas akhir ini mendukung penerapan dari mata kuliah di bidang studi teknik sistem tenaga. Hasil yang diperoleh dari Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Memberi masukan kepada PT. PLN (Persero) mengenai perencanaan pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan dalam jangka waktu hingga tahun 2050.
2. Memberi masukan kepada PT. PLN (Persero) maupun konsultan perancangan sistem kelistrikan mengenai perencanaan pembangunan pembangkit listrik di Kalimantan berdasarkan kebutuhan energi listrik dan potensi yang tersedia.
3. Sebagai media pembelajaran mahasiswa atau umum dalam mempelajari potensi-potensi sumber daya energi dan perancangan pembangkitan

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 2

DASAR TEORI

2.1 Pengertian Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik merupakan bagian dari sistem ketenagalistrikan yang berfungsi untuk membangkitkan dan memproduksi tenaga listrik dari berbagai sumber energi primer, seperti batu bara, minyak dan gas bumi, panas bumi, angin, air, dan energi matahari.

Bagian utama dari pembangkit tenaga listrik adalah generator listrik, yaitu sebuah mesin berputar yang berfungsi untuk mengubah energi mekanis menjadi energi listrik. Cara kerja generator listrik ini berdasarkan prinsip medan magnet yang diputar dan memotong konduktor/kumparan jangkar.

Sumber energi pembangkit listrik dibedakan menjadi 3, yaitu :

- a) Pembangkit tenaga listrik jenis energi tidak terbarukan yang menggunakan bahan bakar seperti minyak bumi, batu bara, dan gas,
- b) Pembangkit listrik jenis energi baru yang menggunakan bahan bakar nuklir
- c) Pembangkit listrik jenis energi terbarukan yang menggunakan sumber energi yang dapat diperbaharui, seperti angin, air, matahari, panas bumi, dan hidrogen.

Saat memilih sumber energi listrik, pembangkit listrik konvensional (PLTU, PLTG, PLTGU dan PLTA) menjadi pilihan utama dalam membangun pembangkit listrik, karena kontinuitas sumber energinya yang selalu ada secara terus menerus. Hal ini berbeda dengan pembangkit listrik jenis energi terbarukan tipe *intermitten* (angin dan matahari), yang sumber energinya bergantung pada kondisi alam dan tidak kontinyu, sementara energi listrik harus selalu siap disalurkan ke konsumen, sehingga pembangkit jenis energi terbarukan tipe *intermitten* biasanya digunakan dalam rangka substitusi energi.

Energi listrik yang dibangkitkan oleh suatu pembangkit tenaga listrik akan disalurkan melalui saluran transmisi dan kemudian didistribusikan ke beban-beban listrik [3].

2.1.1 Jenis-Jenis Pembangkit Listrik

2.1.1.1 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. PLTU merupakan jenis pembangkit tenaga listrik yang menggunakan uap sebagai media untuk memutar sudu-sudu turbin, di mana uap yang digunakan adalah uap kering .

Prinsip kerja dari PLTU adalah melalui konversi energi tingkat pertama yang berlangsung dalam PLTU. Konversi energi primer menjadi energi panas (kalor) ini dilakukan dalam ruang bakar dari ketel uap PLTU. Energi panas ini kemudian dipindahkan ke dalam air yang ada dalam pipa ketel untuk menghasilkan uap yang dikumpulkan dalam drum dari ketel. Uap ini berasal dari hasil pembakaran batu bara, minyak bumi, *Main Fuel oil (MFO)* dan juga menggunakan solar. Uap dari drum ketel dialirkan ke turbin uap. Dalam turbin uap, energi uap dikonversikan menjadi energi mekanis penggerak generator, dan akhirnya energi mekanik dari turbin uap ini dikonversikan menjadi energi listrik oleh generator.

PLTU adalah jenis pembangkit listrik tenaga termal yang banyak digunakan, karena efisiensinya baik dan bahan bakarnya murah sehingga menghasilkan energi listrik yang ekonomis. Dibanding jenis pembangkit lainnya PLTU memiliki beberapa keunggulan. Keunggulan tersebut antara lain :

1. Biaya bahan bakarnya (batubara) murah.
2. Kontinyuitas operasinya tinggi.
3. Usia pakai (*life time*) relatif lama.

Namun PLTU memiliki beberapa kelemahan yang harus dipertimbangkan, yaitu :

1. Membutuhkan waktu yang cukup lama untuk starting pembangkit hingga dapat menghasilkan energi listrik.
2. Memerlukan tersedianya air pendingin yang sangat banyak dan kontinyu.
3. Investasi awalnya mahal.

Saat ini PLTU kebanyakan menggunakan bahan bakar batu bara karena memiliki nilai harga jual yang rendah jika dibandingkan dengan bahan bakar cair dan gas. Penggunaan bahan bakar batu bara juga dapat mengatasi masalah Biaya Pokok Produksi (BPP). Harga batubara di Indonesia telah diatur dalam Keputusan Menteri ESDM nomor 1395 tahun 2018 tentang harga jual batubara untuk penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

2.1.1.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) adalah pembangkit listrik yang menggunakan *prime-mover* berupa turbin gas dan *fluida* kerjanya menggunakan bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang diubah ke dalam bentuk gas. PLTG merupakan pembangkit yang memiliki 4 komponen utama, yaitu kompresor, ruang bakar, turbin gas, dan generator.

Prinsip kerja dari PLTG adalah udara dari luar dihisap dan dibawa ke dalam ruang bakar menggunakan kompresor. Kemudian bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang telah diubah wujudnya menjadi gas disempatkan ke dalam ruang bakar untuk dikabutkan bersama udara tersebut. Kemudian terjadi pembakaran di dalam ruang bakar (*combustor*) untuk menghasilkan gas bersuhu tinggi (sekitar 900-1300 °C) dengan tekanan 13 kg/cm². Kemudian gas panas tersebut dialirkan ke turbin gas untuk memutar roda turbin yang telah dikopel dengan generator. Generator yang berputar kemudian akan menghasilkan energi listrik.

Pembangkit listrik jenis PLTG ini memiliki beberapa keunggulan, yaitu :

- a) Tergolong unit pembangkit yang masa startnya singkat 5-10 menit, sehingga PLTG biasanya digunakan untuk memikul beban puncak.
- b) Waktu pemeliharaan PLTG relatif pendek sekitar 4000-5000 jam operasi atau 300 kali *start-stop* pembangkit.
- c) Biaya investasinya cukup murah.
- d) Waktu pembangunannya lebih cepat.

Selain memiliki keunggulan, PLTG juga memiliki beberapa kelemahan berupa :

- a) Efisiensinya rendah sekitar 25 – 30%.
- b) Turbin gas sangat rentan mengalami kerusakan karena proses *start-stop* pembangkit yang cepat.
- c) Biaya bahan bakarnya sangat mahal.

2.1.1.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap

Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) adalah pembangkit listrik yang merupakan gabungan antara PLTG dengan PLTU, dimana panas dari gas buang dari PLTG akan digunakan kembali untuk menghasilkan uap yang digunakan sebagai *fluida* kerja di PLTU. Bagian utama yang membantu kerja PLTGU adalah HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*). Sama halnya dengan PLTG, bahan bakar PLTGU bisa berwujud cair (BBM) maupun gas (gas alam).

Prinsip kerja PLTGU dimulai dari PLTG, di mana adalah udara dari luar dihisap dan dibawa ke dalam ruang bakar menggunakan kompresor. Kemudian bahan bakar berupa gas atau minyak bumi yang telah diubah wujudnya menjadi gas di semprotkan kedalam ruang bakar untuk dikabutkan bersama udara tersebut. Kemudian terjadi pembakaran di dalam ruang bakar (*combustor*) untuk menghasilkan gas bersuhu tinggi. Kemudian gas panas tersebut dialirkan ke turbin gas untuk memutar roda turbin yang telah dikopel dengan generator. Gas bekas yang ke luar dari turbin gas dimanfaatkan lagi setelah terlebih dulu diatur oleh katup pengatur (*selector valve*) untuk dialirkan ke dalam *boiler*/ HRSG untuk menguapkan air yang berasal dari drum penampung air. Uap yang dihasilkan dipakai untuk memutar turbin uap yang terkopel dengan generator sehingga dapat menghasilkan tenaga listrik.

2.1.1.4 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) adalah pembangkit listrik yang menggunakan mesin diesel sebagai *prime mover*-nya. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel biasanya digunakan untuk menyuplai daya pada daerah-daerah terpencil dengan kebutuhan energi listrik dalam jumlah kecil.

PLTD tidak disarankan untuk digunakan pada sistem kelistrikan yang besar (sistem interkoneksi) karena memiliki biaya pembangkitan yang sangat mahal. Biaya pembangkitan yang mahal tersebut disebabkan oleh biaya bahan bakarnya yang berupa *High Speed Diesel* (HSD/Solar) harganya sangat mahal.

2.1.1.5 Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) adalah suatu pembangkit tenaga listrik yang memanfaatkan aliran air untuk memutar turbin dan generator yang kemudian akan menghasilkan energi listrik. PLTA merupakan jenis pembangkit energi terbarukan karena sumber dayanya berupa air yang dapat diperbaharui.

Prinsip kerja PLTA adalah dengan cara memanfaatkan potensi tenaga air yang dikonveksikan menjadi tenaga mekanik dalam turbin air. Kemudian turbin air memutar generator dan menghasilkan energi listrik. Ditinjau dari caranya membendung air, PLTA dapat dibagi menjadi dua kategori, yaitu :

- a. PLTA *run-off river*
- b. PLTA dengan kolam tando (*reservoir*)

Pada PLTA *run-off river*, air sungai dialirkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong aliran sungai. Air sungai ini kemudian disalurkan ke bangunan air PLTA. Pada PLTA *run-off river*, daya yang dapat dibangkitkan tergantung pada debit air sungai, tetapi biaya pembangunan PLTA *run-off river* lebih murah.

Sedangkan pada PLTA dengan kolam tando, aliran sungai dibendung dengan bendungan besar sehingga terjadi penimbunan air pada kolam tando. Daya yang dibangkitkan oleh PLTA kolam tando tidak tergantung pada debit air sungai karena pada saat musim kemarau di mana debit air sungai lebih kecil daripada kapasitas penyaluran air ke bangunan PLTA, maka selisih kekurangan air ini dapat diatasi dengan mengambil air dari dalam kolam tando. Inilah keuntungan penggunaan kolam tando pada PLTA. Namun biaya pembangunan PLTA kolam tando lebih mahal karena kolam tando memerlukan bendungan yang besar dan juga memerlukan daerah genangan yang luas.

Dibandingkan dengan dengan pembangkit lainnya dengan daya yang sama, PLTA memiliki keuntungan antara lain, mudah / cepat saat *start-*

stop, bebannya mudah diubah – ubah, angka gangguannya rendah, pemeliharannya mudah, dan biaya operasinya paling rendah. Tetapi biaya pembangunan dari PLTA sendiri paling mahal karena umumnya terletak di daerah pegunungan dan jauh dari pusat konsumsi tenaga listrik (kota), sehingga memerlukan saluran transmisi yang panjang serta daerah genangan air yang luas.

2.1.2 Jenis Pembangkit Listrik Berdasarkan Karakteristik Beban

Beban listrik disuatu daerah selalu berubah-ubah setiap waktu bergantung pada pemakaian dari konsumen listrik itu sendiri yang terdiri dari konsumen sektor rumah tangga, industri, bisnis, sosial, dan publik. Jika dibuatkan dalam sebuah kurva dapat terlihat bahwa beban listrik terbagi menjadi tiga jenis, yaitu beban dasar (*base load*), beban menengah (*middle load*), dan beban puncak (*peak load*).

Akibat dari selalu berubah-ubahnya beban listrik setiap waktu, maka unit pembangkit yang berperan untuk memenuhi pasokan bagi sistem tenaga listrik biasanya dikategorikan menjadi tiga [4], yaitu :

- a) Pembangkit pemikul beban dasar (*base load power plant*), dengan waktu operasi rata – rata 5000 jam pertahun (*capacity factor* > 57%) dan memiliki daya keluaran yang besar. Pembangkit ini memiliki biaya kapital tinggi, tetapi biaya operasinya rendah. PLTU batubara dan PLTPB, dan PLTA biasanya digunakan sebagai pemikul beban dasar.
- b) Pembangkit pemikul beban menengah (*mid range power plant*), dengan waktu operasi rata-rata 2000-5000 jam pertahun (23% < *capacity factor* < 57%). PLTGU dan pembangkit tua yang kurang efisien digunakan sebagai pemikul beban menengah.
- c) Pembangkit pemikul beban puncak (*peaking unit*) yang dioperasikan untuk memenuhi beban saat mencapai maksimum. Karena periode beban puncak tidak selalu sama, sehingga pembangkit ini hanya beroperasi rata-rata <2000 jam pertahun (*capacity factor* < 23%). Pembangkit yang dipilih biasanya yang memiliki kapital rendah tetapi biaya operasinya tinggi seperti pembangkit PLTG dan PLTD. Namun, ada juga pembangkit tenaga air yang digunakan untuk memikul beban puncak, yaitu PLTA tipe *pump storage*.

2.2 Pengembangan Pembangkit Listrik

Pengembangan pembangkit listrik merupakan penambahan atau perluasan jumlah kapasitas pembangkit untuk memenuhi kebutuhan daya listrik konsumen di suatu wilayah. Kebutuhan tenaga listrik akan selalu bertambah dari waktu ke waktu sejalan dengan pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, dan program elektrifikasi dari pemerintah. Dalam merencanakan suatu penambahan kapasitas pembangkit harus mengikuti laju pertumbuhan beban pada tiap periode dengan tingkat keekonomian dan keandalan yang baik.

Beberapa parameter yang harus diperhatikan dalam merencanakan penambahan kapasitas pembangkit adalah :

- 1) Jenis dan kapasitas pembangkit tenaga listrik.
- 2) Jumlah unit pembangkit.
- 3) Ketersediaan sumber energi primer.
- 4) Keandalan dari setiap unit pembangkit.
- 5) Biaya pokok pembangkitan.
- 6) Lifetime.
- 7) Kebijakan yang terkait dengan target bauran energi.

Selain parameter-parameter di atas, yang juga harus diperhatikan dalam membuat perencanaan pengembangan pembangkit tenaga listrik adalah perubahan permintaan tenaga listrik dari waktu ke waktu dan kemungkinan adanya unit pembangkit yang mengalami gangguan ataupun sudah tidak layak dioperasikan. Hal ini di karenakan kedua parameter tambahan tersebut dapat mengakibatkan terjadinya kekurangan suplai energi listrik. Untuk mencegah hal tersebut, maka diperlukan kapasitas cadangan (*reserved capacity*) dalam sistem tenaga listrik.

Kapasitas cadangan dapat meningkatkan keandalan suatu sistem pembangkitan tenaga listrik. Keandalan dari suatu sistem pembangkit dapat diartikan sebagai suatu tingkat jaminan dari pemasokan daya listrik untuk pemakai atau konsumen. Permintaan tenaga listrik yang harus dilayani oleh sistem pembangkit tenaga listrik selalu melalui urutan dan pembagian pembebanan yang disesuaikan dengan jenis dan kapasitas unit pembangkit. Urutan pembebanan ini bertujuan agar sistem dapat melayani perubahan permintaan beban dengan cepat dan ekonomis.

Pembangunan pembangkitan tenaga listrik harus dilakukan secara tepat waktu. Sebab, pembangunan yang terlambat akan memberikan resiko terjadinya kekurangan energi listrik dan harus dilakukan pemadaman listrik secara paksa. Sebaliknya pengembangan sistem yang terlalu cepat juga dapat menyebabkan pemborosan biaya [2].

2.3 Faktor-Faktor Operasional Sistem Pembangkit Listrik

2.3.1 Faktor Beban

Faktor beban adalah perbandingan antara besarnya beban rata-rata terhadap beban puncak tertinggi. Karena beban rata-rata biasanya dihitung berdasarkan jumlah produksi kWh dalam waktu satu tahun, maka faktor beban juga dihitung dalam waktu satu tahun. Faktor beban dalam sistem dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban rata - rata}}{\text{Beban puncak}}$$

Bagi penyedia tenaga listrik, faktor beban sistem diinginkan setinggi mungkin, sehingga alat-alat yang ada dalam sistem dapat dimanfaatkan secara efektif. Dalam praktik, faktor beban tahunan sistem berada antara 60% - 80%.

2.3.2 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas menggambarkan seberapa besar sebuah unit pembangkit dalam suatu sistem dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Satu Tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760}$$

Dalam praktik, faktor kapasitas tahunan PLTU hanya dapat mencapai angka antara 60% - 80% karena adanya masa pemeliharaan dan adanya gangguan atau kerusakan yang dialami oleh PLTU tersebut. Untuk PLTA, faktor kapasitas tahunannya berkisar antara 30% - 50%. Ini berkaitan dengan ketersediaan air.

2.3.3 Forced Outage Range (FOR)

Forced Outage Range adalah sebuah faktor yang menggambarkan sering tidaknya sebuah unit pembangkit mengalami gangguan. Persamaan dari *Forced Outage Range* adalah sebagai berikut :

$$FOR = \frac{\text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}{\text{Jumlah Jam Operasi Unit} + \text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}$$

FOR tahunan untuk pembangkit *thermal* biasanya sekitar 0,5 sampai 0,10, sedangkan *FOR* tahunan untuk PLTA sekitar 0,01. Makin andal sebuah unit pembangkit, makin kecil nilai *FOR*-nya. Hal tersebut berarti unit pembangkit sangat jarang mengalami gangguan. Besarnya nilai *FOR* atau turunnya keandalan unit pembangkit umumnya disebabkan oleh kurang baiknya pemeliharaan [5].

2.4 Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik

2.4.1 Heat Rate

Heat rate merupakan nilai yang dapat memberikan gambaran tentang seberapa besar efisiensi dari suatu pembangkit secara keseluruhan. *Heat rate* dapat dilihat dari *performance* suatu pembangkit yang melibatkan parameter data dari sisi *boiler*, turbin dan generator. Semakin besar kapasitas suatu pembangkit maka nilai *heat rate*nya semakin kecil, sehingga nilai efisiensi pembangkit tersebut semakin tinggi. Berikut nilai *heat rate* dari beberapa pembangkit *thermal* [6] :

Tabel 2.1 Nilai *Heat Rate* Pembangkit *Thermal*

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Heat Rate (Btu/kWh)
PLTU	600	9200
PLTG	160	10810
PLTGU	250	7196

Sementara berdasarkan S-PLN 79:1987, *heat rate* untuk pembangkit jenis PLTD adalah sebagai berikut :

Tabel 2.2 Nilai *Heat Rate* PLTD

Kapasitas (MW)	Heat Rate (liter/kWh)	
	Beban 100 %	Beban 50%
1	0,237-0,261	0,249-0,284
4	0,231-0,249	0,237-0,255
8	0,225-0,243	0,231-0,249
12	0,219-0,237	0,225-0,249

2.4.2 *Spinning Reserve*

Spinning Reserve (cadangan berputar) adalah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi secara paralel dalam suatu sistem. *Spinning reserve* ini digunakan untuk mensuplai daya pada sistem apabila terjadi tambahan permintaan daya. *Spinning reserve* juga berguna untuk menjaga suplai daya jika ada suatu unit pembangkit lepas dari sistem sehingga mengakibatkan penurunan frekuensi pada sistem. Semakin tinggi nilai *spinning reserve* semakin mahal biaya pembangkitannya, namun biaya *energy not serve*-nya menjadi murah. Sebaliknya semakin kecil nilai *spinning reserve* semakin murah biaya pembangkitannya, tetapi *biaya energy not serve*-nya menjadi mahal. Oleh karena itu, untuk sistem yang tingkat keandalannya tinggi, tidak diperlukan nilai *spinning reserve* yang besar [7].

2.4.3 *Lifetime* Pembangkit

Lifetime pembangkit menyatakan lama waktu suatu pembangkit dapat digunakan. Pembangkit-pembangkit *thermal* jenis PLTU memiliki *lifetime* sekitar 30 tahun, sementara untuk pembangkit jenis PLTG dan PLTGU memiliki *lifetime* yang sedikit lebih singkat sekitar 25-30 tahun. Pembangkit *hydro* (PLTA) memiliki *lifetime* yang lebih lama yaitu bisa mencapai 50 tahun.

2.4.4 *Minimum Load*

Setiap jenis pembangkit memiliki nilai minimum load masing-masing. Nilai ini menggambarkan seberapa mampu pembangkit untuk dibebani dengan beban sekecil mungkin. Pembangkit yang memiliki nilai

minimum load yang kecil banyak digunakan untuk memikul beban puncak, contohnya PLTG yang memiliki nilai minimum load 20%-50%. Sementara untuk pembangkit PLTU jenis *hard coal* memiliki nilai minimum load 20%-40%, PLTU jenis lignite 40%-60% dan PLTGU 30%-50%. Karena PLTU dan PLTG memiliki nilai minimum load di atas 20%, sehingga tidak disarankan untuk difungsikan sebagai pembangkit *peaker* [8].

2.5 Faktor-Faktor Dalam Optimasi Perencanaan Pembangkit

2.5.1 Indeks Keandalan Sistem

Indeks keandalan suatu sistem pembangkit dapat dilihat dari nilai *Loss of Load Probability* (LOLP) sistem tersebut. LOLP merupakan suatu nilai yang menyatakan kemungkinan terjadinya beban puncak melebihi daya terpasang pada sistem sehingga ada energi yang tidak dapat terlayani dalam sistem. Indeks dari LOLP atau kemungkinan listrik padam sesuai yang distandarkan oleh PLN adalah lebih kecil dari 0,274% atau setara dengan 1 hari dalam setahun.

Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria keandalan LOLP akan menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit pembangkit. *Reserve margin* adalah besarnya cadangan daya pembangkit disuatu sistem terhadap beban puncaknya [2].

2.5.2 Energy Not Serve (ENS)

Energy Not Served (ENS) atau energi tak terpenuhi adalah nilai yang menunjukkan besarnya energi yang hilang karena kapasitas tersedia lebih kecil dari permintaan beban maksimal. Indeks keandalan energi tak terpenuhi dinyatakan dalam satuan MWh/tahun. PLN biasanya memberikan penalti untuk *energy not serve* ini dengan biaya sebesar 0,85 \$/kWh.

2.5.3 Salvage Value

Salvage value (nilai sisa) adalah estimasi nilai aset setiap unit pembangkit yang tidak akan digunakan lagi. Dalam pembangkit listrik, nilai ini dikenakan pada pembangkit-pembangkit yang akan dipadamkan

sebelum *lifetime*-nya habis. Nilai sisa ini berhubungan dengan harga penyusutan (*depreciable cost*) pertahunnya.

2.5.4 Biaya Operasional Pembangkit

Prinsip dari merencanakan pengembangan sistem pembangkit listrik adalah untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan juga memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* dari *Net Present Value* (NPV) yang mencakup biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada tahun akhir periode studi.

Ditinjau dari sifatnya, biaya pembangkitan listrik terbagi atas tiga jenis, yaitu :

- a) Biaya investasi/konstruksi, yaitu biaya awal yang dikeluarkan untuk membangun suatu unit pembangkit sampai pembangkit tersebut dapat dioperasikan. Biaya ini terdiri dari biaya tanah, bangunan, dan peralatan.
- b) Biaya tetap (*fixed cost*), yaitu biaya yang selalu ada dan tidak bergantung pada produksi listrik dari suatu unit pembangkit. Biaya ini terdiri dari : biaya pegawai, biaya administrasi, biaya bunga, biaya modal dan perubahan nilai tukar mata uang asing terhadap rupiah serta biaya tetap operasi dan pemeliharaan.
- c) Biaya variabel (*running / variable cost*), yaitu biaya yang berhubungan dengan jumlah energi listrik yang dibangkitkan (bergantung pada produksi kWh). Biaya ini terdiri dari : biaya bahan bakar dan beberapa biaya pemeliharaan serta perbaikan.

Tabel di bawah ini menunjukkan asumsi biaya yang digunakan oleh *Energy Information Administration* (EIA) dalam *Annual Energy Outlook* (AEO) 2009 [6] :

Tabel 2.3 Jenis Pembangkit Beserta Biaya Investasi, O&M Fix, dan O&M Variable

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Biaya Investasi (\$/kW)	O&M Fix (\$/MW-year)	O&M Variable (\$/MWh)
PLTU	600	1923	27,53	4,59
PLTG	160	638	12,11	3,57
PLTGU	250	877	12,48	2,07
PLTD	400	400	28	3,8
PLTA	500	2038	13,63	2,43

Berdasarkan tabel di atas, dapat dilihat bahwa dari segi biaya investasi, yang tertinggi adalah PLTA dan yang paling murah adalah PLTD. Dalam pembangkitan tenaga listrik, pembangkit yang biaya investasinya tinggi namun memiliki biaya operasi yang rendah harus diusahakan agar faktor kapasitasnya mencapai angka setinggi mungkin untuk menurunkan harga produksi. Sementara pembangkit yang biaya investasinya paling kecil tetapi biaya operasinya paling tinggi, sebaiknya dioperasikan dengan faktor kapasitas yang sekecil mungkin agar biaya produksinya juga menjadi.

2.6 Perhitungan Biaya Pokok Pembangkitan

Biaya pokok pembangkitan menggambarkan besarnya biaya yang harus dikeluarkan untuk setiap energi listrik yang dihasilkan selama satu tahun operasi yang dinyatakan dalam satuan \$/kW-year. Ada beberapa parameter dalam perhitungan biaya pokok pembangkitan, yaitu biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya pemeliharaan tetap dan biaya pemeliharaan variabel. Berikut persamaan perhitungan biaya pokok pembangkitan :

$$BPP = (CRF \times I) + (12 \times O\&M \text{ fix}) + \left[8,76 \times ((FC)_f + (O\&M \text{ variable})) \times \frac{f}{100} \right]$$

Dimana :

$$CRF = \frac{i \times (1 + i)^T}{(1 + i)^T - 1}$$

Keterangan :

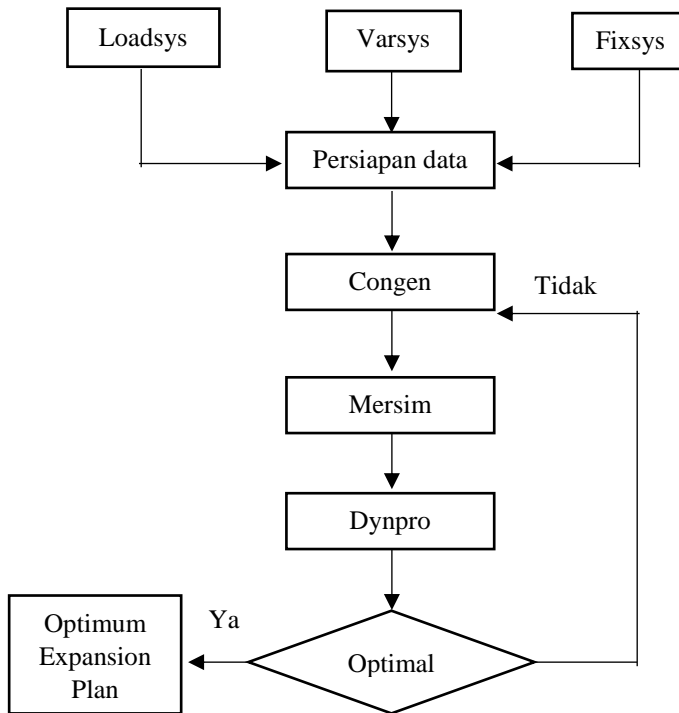
BPP	=	Biaya pokok pembangkitan (\$/kW-year)
O&M fix	=	Biaya pemeliharaan tetap (\$/kW-month)
O&M <i>variable</i>	=	Biaya pemeliharaan variabel (\$/MWh)
FC	=	Biaya bahan bakar (\$/MWh)
CRF	=	<i>Capital recovery factor</i>
i	=	Suku bunga (%)
T	=	<i>Lifetime</i> pembangkit

Dari persamaan perhitungan biaya pokok pembangkit di atas, maka akan didapatkan sebuah *screening curve* yang dapat menggambarkan nilai faktor kapasitas yang optimal untuk setiap jenis pembangkit.

2.7 Wien Automatic System Planning IV (WASP-IV)

WASP-IV (*Wien Automatic System Planning*) adalah sebuah *software* komputer yang digunakan untuk merancang pengembangan pembangkitan listrik pada suatu wilayah sistem kelistrikan. WASP-IV dibuat oleh IAEA (*International Atomic Energy Agency*) dan hanya dapat dipakai untuk perencanaan pengembangan pembangkit listrik *thermal* dan pembangkit listrik tenaga air. Aplikasi ini telah dipakai oleh banyak studi pengembangan pembangkitan listrik. WASP-IV terdiri dari tujuh modul yang mempunyai nilai masukan dan keluaran dengan kendala-kendala tertentu yang diatur oleh pengguna. Ke-tujuh modul yang ada pada WASP IV yaitu : *LOADSY*, *FIXSYS*, *VARSYS*, *CONGEN*, *MERSIM*, *DYNPRO*, dan *REPROBAT* [8].

2.7.1 Alur Kerja WASP IV



Gambar 2.1 Flowchart Alur Kerja WASP-IV

Berdasarkan *flowchart* di atas, alur kerja dari WASP IV adalah sebagai berikut :

1. Memasukkan data permintaan beban, pembangkit eksisting, dan kandidat pembangkit pada modul *loadsys*, *fixsys*, dan *varsys*. *Output* dari modul tersebut akan menjadi input untuk proses optimasi yang dilakukan oleh modul *congen*, *merism*, dan *dynpro*.
2. Setelah menyelesaikan tiga modul awal, selanjutnya dilakukan konfigurasi generator dengan ketentuan : *minimum reserve margin* < daya mampu < *maximum reserve margin*. Pembatasan dilakukan untuk menentukan kapasitas pembangkit yang masuk. Sehingga kandidat pembangkit hanya dikonfigurasi pada batas ketentuan tersebut.

3. Selanjutnya menjalankan modul *mersim* untuk melihat nilai LOLP dan biaya operasional pertahun. Nilai LOLP dapat dibatasi sesuai dengan standar PLN (LOLP < 0,274%). Apabila nilai LOLP masih lebih besar dari standar tersebut, maka kembali ke modul *congen* untuk mengatur kembali konfigurasi kandidat pembangkit pada sistem.
4. Setelah diperoleh nilai LOLP yang sesuai standar dengan konfigurasi yang tepat, maka selanjutnya dilakukan eksekusi modul *dypro* untuk mendapatkan konfigurasi yang terpilih setiap tahunnya. Optimasi pada modul *dynpro* dianggap telah tepat apabila *output*-nya tidak memberikan tanda (+) ataupun (-) pada setiap pembangkit yang terpilih.

2.7.2 Common Case Data

Tahap awal dalam menggunakan WASP IV yaitu memilih tahun pertama dan tahun terakhir studi perencanaan pengembangan pembangkit yang diinginkan. Selanjutnya menentukan periode studi, di mana jumlah periode menjelaskan pembagian interval waktu dalam setiap tahun studi.

Gambar 2.2 Tampilan dari *Common Case Data*

Sebagai contoh ketika memilih 4 periode dalam satu tahun berarti interval waktu studi setiap tahunnya adalah per-3 bulan. Setelah itu menentukan pembagian kondisi dari *hydro* untuk pembangkit listrik

tenaga air yang akan direncanakan. Seperti di Indonesia yang terbagi dalam dua musim yaitu musim kemarau dan hujan yang berarti kondisi perairan akan berbeda sesuai kondisi atau musim saat itu. Nilai probabilitas dari kondisi *hydro* menjelaskan mengenai kondisi spesifik perairan setiap periodenya.

2.7.3 Load System (LOADSY)

Loadsy adalah modul pertama dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kondisi permintaan beban selama tahun perencanaan. Kondisi yang diinfokan berupa beban puncak (*peak load*) dan konsumsi energi listrik (masing-masing per-tahun) selama tahun perencanaan. Untuk mendapatkan informasi tersebut, maka dibutuhkan data masukan berupa data peramalan beban puncak (*Peak Load Forecasting*) dan data kurva lama beban atau LDC (*Load Duration Curve*) per-tahun.

LOADSY INPUT

Number of Fourier Coefficients 50
(Maximum = 100, Recommended = 50)

Output Option
☒ Normal ☐ Extended

Period Peak Load Ratios

Year	1998	Add	Del
Period	Peak Load Ratio		
1	.9		
2	.87		
3	.93		
4	1.		

Load Duration Curve Data

Year 1998 Add Del

Coefficients

Annual Peak Load (MW)

Year	Peak Load
1998	6000.
1999	6333.
2000	6725.65
2001	7109.01
2002	7496.45
2003	7897.51
2004	8304.23
2005	8702.83
2006	9120.57
2007	9558.36
2008	10017.2
2009	10488.
2010	10980.9

Back

Gambar 2.3 Tampilan Dari Modul *Loadsy*

Gambar 2.3 merupakan modul *loadsy* yang memerlukan data-data masukan yang terdiri dari :

- Data beban puncak (*peak load*) per-tahun
- *Fourier Coefficients* untuk mengonstruksi LDC
- Data rasio beban puncak per-periode
- Data rasio *Load Duration Curve* (LDC) per-tahun

2.7.4 Fixed System (FIXSYS)

Fixsys adalah modul kedua dalam *software* WASP-IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kondisi pembangkitan listrik di wilayah perencanaan selama tahun studi. Kondisi yang diinfokan yaitu total daya mampu per-tahun yang disesuaikan dengan kondisi *hydro* yang telah ditetapkan sebelumnya. Selain itu, juga memberikan informasi berupa biaya pembangkitan untuk setiap jenis pembangkit. Untuk mendapatkan informasi tersebut, maka dibutuhkan data masukan berupa jenis dan jumlah unit pembangkit yang ada pada wilayah tersbut, serta beberapa parameter teknis yang dimiliki oleh setiap pembangkit. Berikut adalah gambar tampilan modul *fixsys* dengan beberapa sub-modul yang harus dilengkapi oleh data masukan yang terdiri dari :

- *Type Fuel* untuk menentukan jenis bahan bakar apa yang akan digunakan oleh setiap pembangkit *thermal*.
- *Thermal Plants*, untuk menentukan jenis pembangkit *thermal* apa saja yang ada pada wilayah tersebut.
- *Characteristics of Thermal Plant* untuk menentukan karakteristik dari tiap-tiap pembangkit. Data yang dibutuhkan adalah jumlah unit pembangkit, operasi minimum, kapasitas daya, *heat rate*, *spinning reserve*, FOR, lama *maintenance* pertahun, kelas *maintenance* pembangkit, biaya bahan bakar domestik dan luar negeri, biaya O&M fix dan variabel, jumlah emisi dari polutan yang dihasilkan.
- *Additions / Retirements of Thermal Plants* untuk menjelaskan unit pembangkit yang baru mulai beroperasi atau telah berhenti operasinya. Hal ini berkaitan dengan *lifetime* (usia kerja) dari pembangkit.
- *Hydro / Pump Storage Plants* untuk memasukkan parameter teknis dari pembangkit *hydro*. Parameter teknis yang dibutuhkan adalah tahun operasi, kapasitas minimum, kapasitas terpasang, kapasitas rata-rata dan aliran energi tiap periode dalam setahun, serta kapasitas penyimpanan. Dalam sub-modul ini diberikan

dua jenis pembangkit *hydro*, yaitu pembangkit *hydro* yang tidak memakai *water storage* (*Run off River*) dan pembangkit *hydro* yang memakai *water storage*.

- *Emissions* untuk menentukan emisi apa saja yang dihasilkan oleh masing masing pembangkit, biasanya menggunakan emisi SO₂ dan NO_x.
- *Group Limits* untuk menentukan batasan-batasan dari setiap pembangkit, yang berupa batasan emisi pertahun, konsumsi bahan bakar, dan batasan panas yang dihasilkan pertahun.

FIXSYS_Input

Thermal Plants

FLG1
FLG1
FLG2
FCQA
FOIL

Add Plant
Remove Plant

Fuel Types

Fuel #	Name	Short Description
0	NUCL	NUCLEAR PLANTS
1	LIG1	LIGNITE PLANTS
2	LIG2	LIGNITE PLANTS

(Valid fuel ID's are 0,1,2.....9 to be given in sequence)

Characteristics of Thermal Plant **FLG1**

	Value
No. of Units	4
Min. operating level in each year (MW)	150.
Max. generating capacity in each year (MW)	270.
Fuel Type	1
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	3300

Additions/Retirements of Thermal Plants

No. of Group Limits (max. 5): 4

Name of Pollutant I (default SO₂): SO₂

Name of Pollutant II (default NO_x): NO_x

LOLP penalty for group limits: 0.0

ENS penalty for group limits: 1.0

Emissions
Group Limits
Hydro/Pump Storage Plants
Back

Gambar 2.4 Tampilan Dari Modul *Fixsys*

2.7.5 Variable System (VARSYS)

Modul *varsys* adalah modul ketiga dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang kandidat pembangkit yang akan direncanakan untuk dibangun dalam rangka memenuhi kebutuhan beban selama tahun studi. Dalam menentukan kandidat pembangkit ini, perlu diperhatikan potensi energi primer yang ada pada wilayah perencanaan pembangkit.

Berikut gambar tampilan modul *varsys* yang secara garis besar membutuhkan data masukan yang sama dengan modul *fixsys*. Perbedaannya hanya terletak pada kondisi pembangkit tersebut. Pada modul *varsys*, pembangkit di sini adalah kandidat pembangkit yang akan dibangun. Sedangkan pada modul *fixsys*, pembangkitnya adalah pembangkit yang sudah ada pada wilayah perencanaan.

VARSYS_Input

Candidate Thermal Plants:

V-CC
V-CC
 VLG1
 VLG2
 VCOA
 NUCL

Add Plant
 Remove Plant

Hydro/Pump Storage Plants

Characteristics of Thermal Plant: V-CC

	Value ▲
Min. operating level (MW)	300.
Max. generating capacity (MW)	600.
Fuel Type (index)	6
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	1950.
Avg. incremental heat rate (kcal/kwh)	1050 ▼

No. of Group Limits (max. 5): (must be same as used in FIXSYS) 4 Emissions

Name of Pollutant I (default SO2): SO2 Group Limits

Name of Pollutant II (default NOx): NOx Back

Gambar 2.5 Tampilan Dari Modul *Varsys*

2.7.6 Configuration Generator (CONGEN)

Modul *congen* adalah modul keempat dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk menghasilkan semua konfigurasi jumlah pembangkit dari tahun ke tahun yang dimungkinkan untuk dibangun sesuai kondisi permintaan beban (*input* dari modul *loadsy*), kapasitas daya terpasang (*input* dari modul *fixsys*), dan kandidat pembangkit yang telah ditentukan sebelumnya pada modul *varsys*. *Congen* juga berfungsi untuk menghitung dan menentukan urutan pembebanan pembangkit sesuai dengan biaya pembangkit tiap pembangkit yang dihasilkan oleh modul *fixsys* dan *varsys*.

Gambar di bawah merupakan tampilan modul *congen* yang terdiri dari beberapa input, yaitu :

- *Reserve Margin* untuk menentukan penambahan kapasitas daya terpasang agar tidak terjadi kekurangan daya akibat (1) keterlambatan pembangunan proyek pembangkit, (2) shut-downnya beberapa pembangkit secara tiba-tiba (3) meningkatnya permintaan beban melebihi perkiraan sebelumnya.
- *Minimum Number* untuk menentukan kandidat pembangkit yang menurut kita harus dibangun pada tahun perencanaan tersebut.
- *Tunnel Width* untuk menentukan jumlah pembangkit yang dapat dikonfigurasi oleh WASP-IV untuk mengatasi kekurangan kapasitas daya per tahunnya.

CONGEN_Optimization Expansion Analysis Data

Print Fixsys and Varsys Information? ☐

Year **2017** Critical Hydro Condition

Reserve Margins
Minimum Maximum

Candidate Plants
V-CC VLG1 VLG2 VCOA NUCL HYD1 HYD2

Previous Year: **2016** No of units of each candidate plant
Minimum Number
2 0 2 8 1 2 2
Tunnel Width
3 2 2 4 2 0 0

Current Year: **2017** No of units of each candidate plant
Minimum Number
2 0 2 8 2 2 2
Tunnel Width
3 2 2 5 2 0 0

Previous Best Solution Year **2017**
No. of Units
5+ 1 4+ 9 4+ 2 2

Back

Gambar 2.6 Tampilan Dari Modul *Congen*

2.7.7 Merge and Simulate (MERSIM)

Mersim adalah modul kelima dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk memberikan informasi tentang biaya produksi per tahun,

energi yang tak tersalurkan atau ENS (*Energy Not Serve*), dan keandalan sistem atau LOLP (*Loss of Load Probability*) untuk setiap konfigurasi yang dihasilkan pada modul *congen* dengan perhitungan menggunakan metode probabilistik dari operasi sistem. Untuk menghasilkan informasi tersebut, maka diperlukan input data dari *printout* (keluaran) modul *loads*, *fixsys*, *varsys*, dan *congen*.

Gambar 2.7 Tampilan Dari Modul *Mersim*

Di atas merupakan gambar tampilan modul *mersim*. Dalam prosesnya, jumlah produksi energi listrik oleh setiap pembangkit ditentukan berdasarkan *basic economi loading order* di mana pembangkit yang biaya pokok penyediaannya kecil akan diusahakan untuk dibebani maksimum (*capacity factor* 60-85%) dan biasanya digunakan untuk memikul beban dasar, sedangkan untuk pembangkit yang biaya pokok penyediaannya mahal akan digunakan untuk memikul beban puncak (*capacity factor* 10-30%). Selain itu, setiap pembangkit diberi batasan sesuai yang telah ditetapkan pada sub-modul *group limit* di modul *fixsys* dan *varsy* untuk emisi lingkungan, ketersediaan bahan bakar, energi listrik yang dihasilkan.

Selain modul *mersim*, ada juga modul *remersim* (*Resimulate Mersim*) yang digunakan untuk mensimulasikan solusi konfigurasi terbaik dari keseluruhan konfigurasi yang dihasilkan pada modul *congen*. Konfigurasi

terbaik yang diberikan oleh remersim adalah berdasarkan iterasi yang terjadi antara modul *congen-mersim-dynpro*.

2.7.8 Dynamic Programming Optimization (DYNPRO)

Modul *dynpro* adalah modul keenam dalam *software* WASP IV. Modul ini berfungsi untuk menentukan skema perencanaan penambahan pembangkit yang menghasilkan konfigurasi terbaik dengan memberikan biaya pokok penyediaan seminimal mungkin (*least cost*) dengan keandalan yang baik untuk setiap tahunnya. Untuk menghasilkan skema tersebut, maka diperlukan input data dari *printout* (keluaran) modul *loadsy*, *fixsys*, *varsys*, *congen* dan *mersim*.

DYNPRO Input

Output Option

☒ Minimum output ☐ Print all states considered ☐ Detailed print out

Print Variable System Information ☐

No. of best solutions to be reported

Base year for cost discounting calculation

Base year for cost escalation calculation

No. of years to be considered for economic comparison

Discount rate for domestic costs (%/year)

Discount rate for foreign costs (%/year)

Cost Data

Thermal Plants

Hydro/PS plants

Data for Future Years

Back

Gambar 2.8 Tampilan Dari Modul *Dypro*

Gambar di atas merupakan gambar tampilan dari modul *dynpro* yang membutuhkan beberapa masukan, yaitu :

- *No. of best solutions to be reported*, untuk menentukan seberapa banyak solusi terbaik yang kita inginkan.
- *Discount rate*, untuk memberikan harga diskon setiap tahunnya terhadap biaya pokok penyediaan setiap pembangkit.

- *Depreciable capital cost*, untuk menentukan penurunan biaya aset setiap pembangkit yang nantinya akan menghasilkan nilai sisa (*salvage value*) dari aset tersebut.
- Waktu konstruksi, untuk menentukan seberapa lama waktu yang dibutuhkan dalam membangun pembangkit tersebut.

Dalam melakukan optimasi biaya, *dynpro* menggunakan *Cost Function* dengan persamaan sebagai berikut :

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{L}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t}] \dots\dots\dots(2.1)$$

Di mana :

a) *Capital Investment Cost (I)* :

$$\overline{I}_{j,t} = (1 + i)^{-t'} \times \sum [UI_k \times MW_k] \dots\dots\dots(2.2)$$

b) *Salvage Value (S)* :

$$\overline{S}_{j,t} = (1 + i)^{-T} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \dots\dots\dots (2.3)$$

c) *Fuel Cost (F)* :

$$\overline{F}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \alpha_h \times \omega_{j,t,h} \dots\dots\dots(2.4)$$

d) *Fuel Inventory Cost (L)* :

$$\overline{L}_{j,t} = [(1 + i)^{-t'} - (1 + i)^{-T}] \times \sum [UFIC_k \times MW_k] \dots\dots\dots(2.5)$$

e) *Operation and Maintenance Cost (M)* :

$$\overline{M}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum [UFO \& M_l \times MW_l + UVO \& M_l \times G_{l,t}] \dots\dots(2.6)$$

f) *Energy Not Serve (O)* :

$$\overline{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \left[a + \frac{b}{2} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \dots\dots\dots(2.7)$$

Keterangan :

$UI_k = \text{Biaya Investasi per unit } k \text{ pembangkit } \left(\frac{\$}{kW} \right)$

$MW_k = \text{Kapasitas unit } k \text{ pembangkit (MW)}$

$\delta_{k,t} = \text{Faktor salvage value unit } k \text{ pada tahun } t$

$i = \text{Suku bunga}$

$t' = t + t_0 - 1$

$T' = T + t_0$

$T = \text{Jumlah periode perencanaan}$

$t = \text{Tahun perencanaan ke } - t$

$t_0 = \text{Jumlah tahun yang menjadi referensi perencanaan}$

$UFO\&M_l = O\&M \text{ fix per unit pembangkit } \left(\frac{\$}{kWh} \right)$

$UVO\&M_l = O\&M \text{ Variable per unit pembangkit } \left(\frac{\$}{MWh} \right)$

$G_{l,t} = \text{Jumlah energi listrik yang diproduksi (kWh)}$

$N_{t,h} = \text{Jumlah energi not serve (kWh)}$

$EA_t = \text{Jumlah energy demand (kWh) sistem pada tahun } t$

2.7.9 Report Writer of WASP in a Batched Environment (REPROBAT)

Modul *reprobat* merupakan modul ketujuh dalam *software* WASP IV. Modul ini bertujuan untuk merangkum hasil optimasi untuk perencanaan pengembangan sistem pembangkit listrik dengan memberikan jadwal pengembangan terbaik. Beberapa hasil perhitungan yang dilakukan oleh *reprobat* juga disimpan pada file yang dapat digunakan untuk representasi grafis dari hasil WASP-IV.

2.8 Prinsip-Prinsip Sistem Kelistrikan Interkoneksi

Sistem kelistrikan interkoneksi dibutuhkan untuk menekan biaya pembangkitan listrik. dalam membangun sistem interkoneksi perlu memperhatikan beberapa parameter sebagai berikut :

- 1) Biaya transmisi dan biaya penyaluran energi yang murah dan andal.
- 2) Untuk perencanaan transmisi *backbone* diperkirakan untuk penggunaan dalam jangka waktu yang panjang.
- 3) Memenuhi kebutuhan operasi normal seperti standar tegangan dan beban saluran.
- 4) Memenuhi syarat *contingency* di mana ketika ada saluran yang mengalami gangguan, suplai listrik tetap terjaga.
- 5) Kapasitas saluran transmisi hendaknya direncanakan untuk jangka waktu yang panjang (> 10 tahun)

BAB 3

POTENSI ENERGI PRIMER DAN KONDISI SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN

3.1 Realisasi Penjualan Listrik Kalimantan

Berdasarkan data dari RUPTL PLN, penjualan listrik di Kalimantan pada tahun 2017 telah mencapai 9.427 GWh, di mana penjualan untuk sistem kelistrikan Kalimantan Barat sebesar 2.313 GWh, Kalimantan Selatan-Tengah sebesar 3.620,7 GWh, dan Kalimantan Timur-Utara sebesar 3.493,3 GWh. Berikut data penjualan tenaga listrik di Kalimantan pada tahun 2013-2017 :

Tabel 3.1 Realisasi Penjualan Listrik Kalimantan

Tahun	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra	Total
	Penjualan (GWh)	Penjualan (GWh)	Penjualan (GWh)	
2013	1.740	2.735,5	2.683,2	7.158,7
2014	1.863	3.063,1	3.013,3	7.939,4
2015	1.990	3.236,3	3.216,3	8.442,6
2016	2.160	3.414,4	3.424,4	8.998,8
2017	2.313	3.620,7	3.493,3	9.427

Dari data di atas dapat dilihat bahwa penjualan tenaga listrik terbesar terjadi di Kalimantan Timur-Utara. Sementara dari segi pertumbuhan pertahunnya, penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 7,9% per tahun dengan pertumbuhan terbesar terjadi di sistem kelistrikan Kalimantan Timur-Utara yaitu sebesar 8,4%. Untuk lebih lengkapnya dapat dilihat melalui tabel berikut :

Tabel 3.2 Realisasi Pertumbuhan Penjualan Listrik Kalimantan

Tahun	Pertumbuhan (%)			Total
	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra	
2013	9,3	10,1	14,6	11,0
2014	7,1	12,0	12,3	10,9

Tahun	Pertumbuhan (%)			Total
	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra	
2015	6,8	5,7	6,7	6,3
2016	8,5	5,5	6,5	6,6
2017	7,1	6,0	2,0	4,8
Rata-rata	7,8	7,9	8,4	7,9

Data-data di atas merupakan total dari penjualan tenaga listrik di berbagai sektor konsumen, yaitu sektor rumah tangga, industri, bisnis, dan sektor publik.

3.2 Pembangkit Eksisting dan Kapasitas Daya Terpasang

Pada tahun 2027, total kapasitas terpasang pembangkit keseluruhan di Kalimantan adalah 2.771 MW dengan daya mampu 2.130,62 MW. Kapasitas terpasang yang paling besar terdapat di provinsi Kalimantan Timur yang mencapai 917,61 MW dan yang paling kecil terdapat di Kalimantan Utara yang memiliki kapasitas terpasang hanya 118 MW. Komposisi pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan diperlihatkan pada Tabel berikut :

Tabel 3.3 Daya Terpasang Kelistrikan Kalimantan Tahun 2017

No	Provinsi	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)
1	Kalbar	742,3	622,4
2	Kalsel	565,3	468,7
3	Kalteng	427,8	324,8
4	Kaltim	917,61	627,42
5	Kaltara	118	87,3
TOTAL		2.771,01	2.130,62

Pada umumnya, pemasok utama listrik di Kalimantan berasal dari PLTU, kemudian PLTG dan PLTGU. Namun, di Kalimantan sendiri masih banyak banyak mengandalkan pasokan listrik dari PLTD. Hal itu

dikarenakan masih banyak wilayah di Kalimantan yang belum terhubung dengan interkoneksi jaringan listrik, sehingga PLTD ini digunakan untuk mensuplai daerah-daerah yang masih terisolasi. Akan tetapi, dengan adanya PLTD dapat menyebabkan biaya pokok produksi listrik di Kalimantan menjadi mahal karena biaya bahan bakar PLTD (BBM) yang tidak kompetitif (sangat mahal). Untuk lebih jelasnya mengenai komposisi kelistrikan Kalimantan per jenis pembangkit dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 3.4 Komposisi Kelistrikan Kalimantan Per Jenis Pembangkit

No	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)
1	PLTD/G	BBM	844,9	699,8
2	PLTD/U	BBM/Batubara	117,21	78,2
3	PLTU/GU/G/D	Batuara/Gas/BBM	811,4	536,23
4	PLTD/MG	BBM/Gas	94,91	79
5	PLTU/A/G/D	Batubara/Air/BBM	535,2	448,8
6	PLTD	BBM	367,39	288,59
TOTAL			2.771,01	1.684

3.2.1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat

Pembangkit eksisting di Kalimantan Barat masih banyak didominasi oleh pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD). Hal ini dikarenakan PLTD tersebut digunakan untuk mensuplai wilayah yang masih terisolasi dan belum terhubung dengan jaringan listrik. Daftar pembangkit eksisting di Kalimantan Barat dapat dilihat melalui tabel berikut :

Tabel 3.5 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat Tahun 2017

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Interkoneksi	PLTD	385	Sewa
2	Singkawang	PLTD	33,69	PLN
3	Sambas	PLTD	18,2	PLN

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
4	Bengkayang	PLTD	4	PLN
5	Ngabang	PLTD	7,4	PLN
		PLTD	16	PLN
		PLTG	34	PLN
6	Sanggau	PLTD	24	PLN
		PLTU	10	PLN
7	Sekadau	PLTD	8,5	PLN
8	Sintang	PLTD	26,4	PLN
9	Putussibau	PLTD	7,5	PLN
10	Nangan	PLTD	8,1	PLN
11	Ketapang	PLTD	32,5	PLN
		PLTU	20	PLN
12	Isolated	PLTD	75	PLN
13	Tersebar	PLTD	32	PLN

3.2.2 Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan-Tengah

Pembangkit eksisting di Kalselteng sebagian besar disuplai oleh pembangkit jenis PLTU. Namun, masih ada beberapa pembangkit jenis PLTD yang digunakan untuk mensuplai wilayah terisolasi. Pembangkit jenis PLTD ini nantinya akan diberhentikan operasinya apabila seluruh wilayah di Kalimantan Selatan-Tengah telah terinterkoneksi. Berikut tabel daftar pembangkit eksisting di Kalselteng :

Tabel 3.6 Pembangkit Terpasang Kalimantan Selatan-Tengah Tahun 2017

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Kotabaru	PLTD	21	PLN
2	ULD	PLTD	9,6	PLN
3	Barito	PLTG	21	PLN
		PLTD	88	PLN

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
3	Barito	PLTU	3x20	PLN
		PLTU	2x100	PLN
4	Kuala	PLTD	5,4	PLN
5	Nanga Bulik	PLTD	7,5	PLN
6	Kuala Namu	PLTD	4,4	PLN
7	Puruk Cahu	PLTD	6,6	PLN
8	Sukamara	PLTD	5,9	PLN
9	ULD	PLTD	13,85	PLN
10	Bangkanai	PLTMG	155	PLN
	Barito	PLTD	160	PLN
11	Pangkalan Bun	PLTU	2x7	PLN
		PLTD	41	PLN

3.2.3 Pembangkit Eksisting di Kalimantan Timur-Utara

Untuk pembangkit eksisting di Kaltimra sama seperti pembangkit eksisting Kalselteng yang sebagian besar sudah disuplai oleh pembangkit jenis PLTU. Namun, karena masih terdapat beberapa wilayah yang terisolasi, maka masih terdapat beberapa pembangkit jenis PLTD yang digunakan pada sistem kelistrikan Kaltimra ini. Untuk lebih jelasnya dapat diperlihatkan melalui tabel berikut :

Tabel 3.7 Pembangkit Terpasang Kalimantan Timur-Utara Tahun 2017

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
1	Arena Maju	PLTD	21	Sewa
2	Teluk	PLTU	2x110	PLN
3	Kaltim	PLTG	2x50	PLN
4	MPP Kaltim	PLTMG	30	Sewa
5	Bontang	PLTMG	17	PLN
6	Embalut	PLTU	100	PLN
7	Kaltim 1	PLTU	50	PLN

No	Sistem	Jenis	Kapasitas (MW)	Keterangan
8	Petung	PLTMG	21,81	Sewa
9	Tanah	PLTD	21	PLN
10	Melak	PLTD	8	PLN
		PLTD	9	PLN
11	Sangatta	PLTD	14	PLN
		PLTD	5	PLN
12	Berau	PLTD	10	PLN
		PLTU	2x7	PLN
13	Benuo Taka	PLTD	6	PLN
14	Bulungan	PLTD	8	PLN
		PLTD	12,4	PLN
15	Nunukan	PLTG	7,5	PLN
		PLTD	14	PLN
16	Malinau	PLTD	8,2	PLN
17	Sembakung	PLTD	10	PLN
18	Tidung Pale	PLTD	6,3	PLN
19	Bunyu	PLTD	3	PLN
20	Tarakan	PLTG	48,6	PLN
21	Senipah	PLTG	2x41	PLN

3.3 Potensi Sumber Energi Primer

Potensi sumber energi primer di Kalimantan berupa batu bara, gas, minyak bumi, dan air. Untuk sumber energi batu bara, tersebar di seluruh provinsi di Kalimantan. Namun sumber energi batubara yang sudah dalam bentuk cadangan dan dapat dieksploitasi hanya terdapat di provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur. Tabel berikut merupakan data sumber energi primer yang terdapat di Kalimantan :

Tabel 3.8 Sumber Energi Batubara di Kalimantan

No	Provinsi	Jenis Sumber Energi		
		Batubara		
		Jumlah (Juta Ton)		Kandungan Kalori (kcal/kg)
		Potensi	Cadangan	
1	Kalbar	160,6	-	4.795-7.880
2	Kalsel	979	536	< 5.100
		7.621	1.287	5.100-6.100
		479	44	6.100-7.100
		30	-	> 7.100
3	Kalteng	484	-	< 5.100
		346	4	5.100-6.100
		458	45	6.100-7.100
		325	-	> 7.100
4	Kaltim	-	25.000	4.795-6.100
5	Kaltara	1.607,3	-	4.795-6.100
TOTAL		12.489,9	26.916	

Berdasarkan tabel di atas, cadangan batu bara di Kalimantan mencapai 27.000 juta ton dengan yang terbesar terdapat di provinsi Kalimantan Timur yaitu mencapai 25.000 juta ton.

Sementara untuk sumber energi primer gas alam dan minyak bumi hanya terdapat di provinsi Kalimantan Timur. Namun, masih terdapat beberapa sumber energi gas alam di provinsi Kalimantan Tengah dan Utara yang jumlahnya lebih sedikit. Sedangkan untuk potensi air tersebar tersebar diseluruh provinsi Kalimantan dengan yang terbesar adalah di wilayah Kalimantan Utara. Lebih jelasnya diperlihatkan melalui tabel berikut :

Tabel 3.9 Sumber Energi Gas, Minyak Bumi dan CBM di Kalimantan

No	Provinsi	Jenis Sumber Energi		
		Gas (TSCF)	Minyak Bumi (MMSTB)	Air (MW)
1	Kalbar	-	-	198
2	Kalsel	-	-	349
3	Kalteng	0,13	-	356
4	Kaltim	51,70	985	860
5	Kaltara	7,90	-	2.660
TOTAL		59,73	985,0	4.423

Berdasarkan tabel di atas, total potensi gas di Kalimantan mencapai 59,73 TSCF (*Trilliun Standard Cubic Feet*), minyak bumi sebesar 985 MMSTB (*Million Stock Tank Barrels*), dan air mencapai 4.423 MW. Khusus untuk potensi air harus dimanfaatkan secara keseluruhan guna menunjang bauran energi yang digunakan untuk pembangkit listrik di Kalimantan.

3.4 Proyek Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020

Dalam rangka memenuhi permintaan beban listrik hingga tahun 2020, pemerintah bersama PLN telah merencanakan beberapa proyek penambahan pembangkit. Karena masih tingginya dominasi pembangkit-pembangkit listrik berbahan bakar minyak, maka dalam perencanaan ini prioritas pembangkit yang akan dibangun oleh PLN dan juga swasta adalah PLTU dan PLTG berbahan bakar gas atau LNG untuk *peaker*. Dengan demikian, ketika pembangkit-pembangkit ini sudah dapat beroperasi, maka PLTD dapat dihentikan operasinya untuk menurunkan biaya pokok pembangkitan (BPP). Berikut tabel proyek penambahan pembangkit hingga tahun 2020 :

Tabel 3.10 Rencana Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020

No	Proyek	Jenis	Kapasitas (MW)	Operasi
1	Parit Baru (FTP 2)	PLTU	2x50	2018
2	Parit Baru (FTP 1)	PLTU	2x50	2018
3	Pantai Kura-kura (FTP1)	PLTU	2x27,5	2018
4	Sintang	PLTU	21	2018
5	Ketapang	PLTU	12	2018
6	Kalbar Peaker	PLTG	100	2019
7	Tanah Grogot	PLTU	2x7	2018
8	Kaltim (MT)	PLTU	2x27,5	2018
9	Kaltim (FTP2)	PLTU	100	2020
10	Malinau	PLTU	2x3	2018
11	Tanjung Selor	PLTU	2x7	2018
12	Senipah (ST)	PLTMG	35	2019
13	Kaltim Peaker 2	PLTG	100	2020
14	Tanjung Selor	PLTMG	15	2018
15	Nunukan 2	PLTMG	10	2018
16	Gunung Belah	PLTMG	2x18	2019
17	Tarakan	PLTG	40	2020
18	Sampit	PLTU	2x25	2018

Berdasarkan data di atas, apabila diasumsikan tidak terjadi keterlambatan dalam proyek tersebut, maka daya mampu Kalimantan pada tahun 2021 dapat mencapai 3017 MW, dan untuk pembangkit jenis PLTD akan ada beberapa yang dihentikan operasinya.

3.5 Rencana Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan

Dalam melakukan pengembangan transmisi, Kalimantan akan mengutamakan untuk membangun transmisi di tempat-tempat yang belum terinterkoneksi. Saat ini, *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak sudah mulai beroperasi. Interkoneksi ini dapat membantu meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalimantan Barat.

Sementara itu, telah direncanakan pembangunan transmisi 150 kV yang menghubungkan sistem kelistrikan Kalimantan Barat dengan sistem kelistrikan Kalimantan Selatan-Tengah dan dalam jangka panjang, akan dibangun *backbone* interkoneksi Grid Borneo guna menghubungkan sistem kelistrikan Kalimantan. Namun, hingga saat ini rencana tersebut masih dalam tahap studi untuk level tegangan (275 kV atau 500 kV), kapasitas dan jalur transmisinya.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan dapat dilihat melalui gambar berikut :



Gambar 3.1 Peta Sistem Kelistrikan Kalimantan

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

- Proyek transmisi 275 kV *cross border interconnection* dan transmisi 150 kV yang terkait untuk menyalurkan daya dari Serawak ke Kalbar dalam rangka memenuhi demand dan meningkatkan keandalan pasokan sistem Kalbar.
- Transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng-Kaltim yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang dan saat ini sudah selesai hingga Petung. Selain itu, rencana transmisi 150 kV Bangkanai - Melak - Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtim.
- Transmisi 150 kV Muara Teweh-Puruk Cahu-Kuala Kurun - Kasongan dan *uprating* transmisi 150 kV Palangkaraya-Selat – Seberang - Barito untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU IPP Kalselteng 1 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Embalut - New Samarinda - Sambera untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kaltim 4 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Tanjung Redep - Tanjung Selor - Tidang Pale - Malinau untuk meningkatkan keandalan pasokan ke ibukota Provinsi dan Kabupaten serta Kota di Kalimantan Utara, sehingga membentuk sistem Kalseltengtimra pada tahun 2019
- Selain itu, juga direncanakan pembangunan transmisi 150 kV Maloi – Talisayan pada 2020 untuk meningkatkan keandalan pasokan dari provinsi Kaltim ke Kaltara.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 4

SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TAHUN 2021-2050

4.1 Asumsi Perencanaan

Sebelum memulai menjalankan simulasi dari setiap modul WASP IV, terlebih dahulu dibuat asumsi perencanaan sebagai berikut :

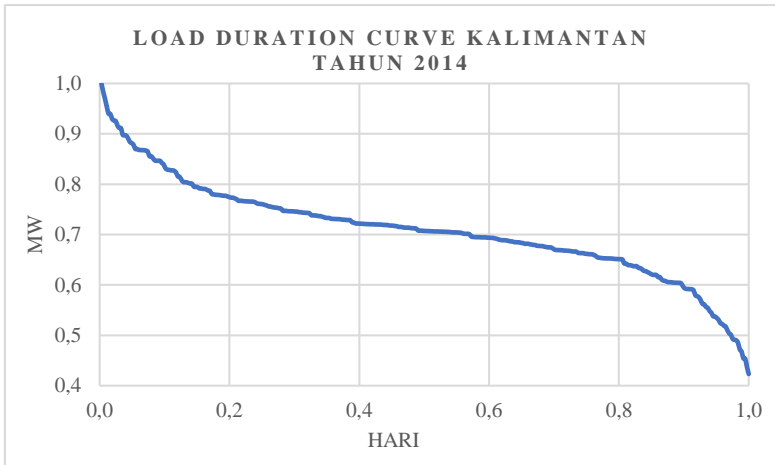
- a) Tahun awal perencanaan, yaitu tahun 2021.
- b) Tahun akhir perencanaan, yaitu tahun 2050.
- c) Jumlah periode dalam satu tahun, yaitu 4 periode.
- d) Jumlah *hydrocondition*, yaitu 2 kondisi sesuai dengan musim di Indonesia (hujan dan kemarau)
- e) Probabilitas setiap *hydrocondition*, untuk *hydrocondition 1 disetting* 0,5 dan *hydrocondition 2 juga disetting* 0,5.
- f) Nilai suku bunga 7% mengacu pada data BI rate.

4.2 Input Data Kebutuhan Beban Tahun 2021-2050 dan Pembangkit Eksisting Kalimantan

4.2.1 Data Kebutuhan Beban

Data kebutuhan beban ini akan menggunakan data *load forecasting* yang telah dilakukan oleh PLN yang termuat pada halaman lampiran 1. Data tersebut akan diinput kedalam modul *loadsys* pada WASP IV untuk mengetahui nilai minimum load, load factor, dan energy demand untuk setiap periode selama tahun perencanaan. *Output* dari modul *loadsys* ini akan digunakan sebagai input untuk modul *congen* dan *mersim*.

Sebelum memulai simulasi, data *load forecasting* dari tahun 2021-2050 harus dimasukkan ke dalam menu *annual peak load*. Kemudian rasio beban puncak setiap periode dalam setiap tahun dimasukkan ke menu periode *peak load ratio*. Selanjutnya adalah memasukkan data dari *load duration curve* dalam mode *points*. Untuk data *load duration curve*, akan menggunakan data acuan beban per-jam pada tahun 2014 yang termuat dalam lampiran 2. Data acuan ini akan digunakan hingga tahun 2050. Sehingga pada tahun 2021 hingga tahun 2050, data LDC-nya diasumsikan sama. Berikut kurva LDC Kalimantan pada tahun 2014 yang akan dijadikan acuan :



Gambar 4.1 Load Duration Curve Kalimantan Tahun 2014

Terakhir adalah memilih mode *output* dengan mode normal dan *number off fourier coefficients* 50 sesuai seperti yang direkomendasikan. Dari hasil simuasi yang dilakukan, maka diperoleh output dari modul *load system* yang dimuat dalam grafik berikut ini :



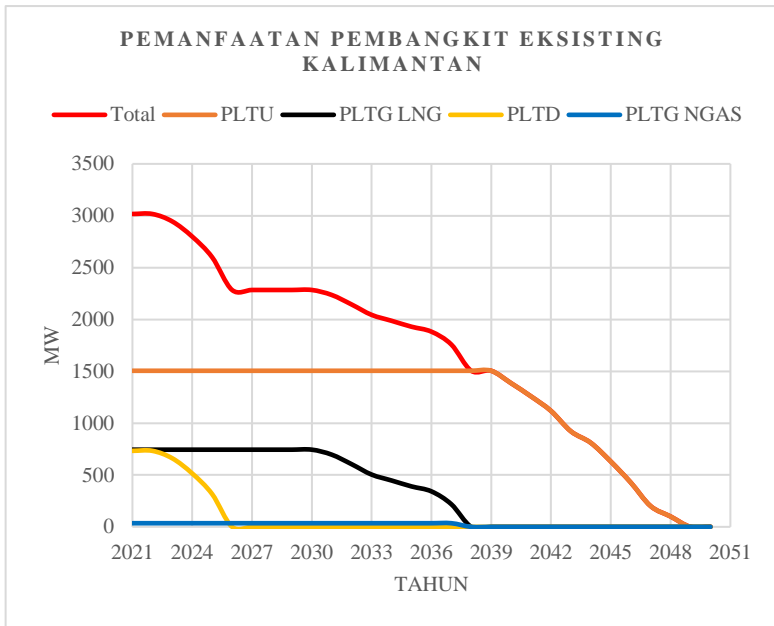
Gambar 4.2 Grafik Kebutuhan Beban Puncak Kelistrikan Kalimantan Tahun 2021-2050

Berdasarkan kurva LDC pada gambar (4.1), dapat diketahui bahwa *load factor* Kalimantan pada tahun 2014 adalah 70%. Sedangkan untuk *base load*-nya sebesar 75% dari beban puncak, *middle load*-nya 10%, dan *peak load*-nya 15%. Karena kurva tersebut yang akan menjadi acuan perencanaan. Sementara dari grafik beban puncak kelistrikan Kalimantan tahun 2021-2050 (gambar 4.2), dapat dilihat bahwa beban puncak di Kalimantan akan terus mengalami pertumbuhan dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 381 MW pertahun. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor di antaranya pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, dan rasio elektrifikasi. Beban puncak di Kalimantan pada tahun 2050 akan mencapai 13351 MW. Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak tersebut, maka diperlukan penambahan pembangkit pada sistem.

4.2.2 Data Pembangkit Eksisting

Untuk menganalisis pemanfaatan pembangkit eksisting Kalimantan setiap tahunnya, akan dilakukan simulasi menggunakan modul *fixsys* pada WASP IV. Tahap awal dalam melakukan simulasi ini adalah mengisi jenis bahan bakar yang digunakan baik oleh pembangkit yang ada saat ini maupun kandidat pembangkit yang direncanakan, di mana jenis bahan bakarnya adalah *coal*, *oil*, *gas*, dan LNG. Selanjutnya memasukkan data pembangkit eksisting Kalimantan sesuai pada tabel (3.5-3.7) dan tambahan proyek pembangunan pembangkit yang diasumsikan sudah beroperasi pada tahun 2020 sesuai tabel (3.15) dengan asumsi parameter teknis untuk setiap pembangkit berdasarkan tabel (2.2-2.3). Terakhir mengatur jadwal kapan pembangkit akan dipadamkan melalui menu *additions/retirements of thermal plants*. Hasil simulasi *fix system* dapat dilihat pada grafik (gambar 4.3).

Berdasarkan grafik tersebut, dapat dilihat bahwa pembangkit jenis PLTD (warna kuning) tidak akan dimanfaatkan lagi sejak tahun 2026. Hal ini dilakukan untuk menekan biaya operasional pembangkit pertahunnya, di mana biaya bahan bakar untuk PLTD yaitu BBM sangat mahal sehingga dapat menaikkan biaya pembangkitan pertahun. Sementara untuk pembangkit jenis bahan bakar batu bara, gas, dan LNG akan terus dimanfaatkan hingga masa pakainya (*lifetime*) habis.



Gambar 4.3 Grafik Pemanfaatan Pembangkit Eksisting Selama Periode Perencanaan

4.3 Input Jenis Kandidat Pembangkit

Untuk memasukkan daftar pembangkit yang akan menjadi kandidat dalam perencanaan penambahan pembangkit di Kalimantan, maka data kandidat pembangkit akan dimasukkan ke dalam modul *varsys* pada WASP IV. Pengoperasian modul ini sama dengan mengoperasikan modul *fixys* pada subbab 4.2.2, sementara untuk asumsi parameter teknis dari setiap kandidat pembangkit, juga akan mengacu pada tabel (2.2-2.3). Untuk daftar kandidat pembangkit *thermal* yang akan rencanakan, dapat dilihat melalui tabel berikut :

Tabel 4.1 Data Kandidat Pembangkit *Thermal* Yang Direncanakan

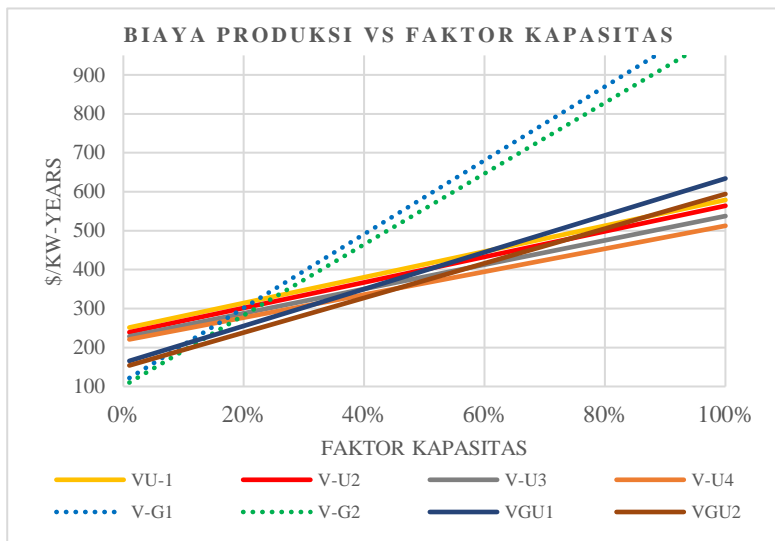
No	Jenis	Kode Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)
1	PLTU	V-U1	BB	50
2	PLTU	V-U2	BB	100
3	PLTU	V-U3	BB	200
4	PLTU	V-U4	BB	400
5	PLTG	V-G1	GAS	50
6	PLTG	V-G2	GAS	100
7	PLTGU	VGU1	GAS	75
8	PLTGU	VGU2	GAS	150

Selain itu, ada pula kandidat pembangkit *hydro* dalam perencanaan ini. Namun, pembangkit *hydro* ini tidak akan ikut dikompertisikan bersama pembangkit *thermal* untuk memenuhi bauran energi nasional dengan memaksimalkan semua potensi energi terbarukan (potensi air) yang ada di Kalimantan. Oleh karena itu, setiap kandidat pembangkit *hydro* harus ditentukan tahun operasinya. Berikut daftar kandidat pembangkit *hydro* yang akan dibangun dalam perencanaan :

Tabel 4.2 Daftar Kandidat Pembangkit *Hydro* Yang Akan Dibangun

No	Jenis	Kode Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
1	PLTA	VTA1	180	2031
2	PLTA	VTA2	300	2032
3	PLTA	VTA3	650	2036
4	PLTA	VTA4	650	2038
5	PLTA	VTA5	1250	2041
6	PLTA	VTA6	1250	2045

Dari data jenis kandidat pembangkit *thermal* (tabel 4.1) di atas dan dengan asumsi parameter teknis sesuai pada tabel (2.2-2.3) dan tabel (4.5), maka akan didapatkan besarnya biaya pembangkitan pertahun setelah dihitung menggunakan persamaan pada subbab 2.6 terhadap faktor kapasitasnya yang digambarkan dalam suatu *screening curve* (gambar 4.3). Dari *screening curve* dapat diambil kesimpulan bahwa pembangkit jenis PLTU (V-U2 dan V-U4) akan sangat ekonomis jika dibebani maksimum (faktor kapasitas 60%-80%) sehingga pembangkit PLTU akan digunakan untuk memikul beban dasar. Sementara pembangkit jenis PLTG (V-G1 dan V-G2) memiliki biaya pembangkitan yang kecil apabila dioperasikan pada faktor kapasitas (5%-20%), sehingga pembangkit PLTG inilah yang akan digunakan untuk memikul beban puncak. Untuk pembangkit jenis PLTGU (VGU1 dan VGU2) sangat cocok digunakan untuk memikul beban menengah (30%-50%). Selain itu, semakin besar kapasitas pembangkit maka semakin kecil pula biaya pembangkitannya. Sebagai contoh adalah pembangkit PLTU 200 MW (V-U2) dan PLTU 400 MW (V-U4). *Screening curve* ini yang akan dijadikan acuan oleh program WASP-IV dalam memilih kandidat pembangkit yang akan dipasang pertahunnya.



Gambar 4.4 *Screening Curve* Kandidat Pembangkit Yang Direnkanakan

4.4 Simulasi Konfigurasi Pembangkit

Simulasi konfigurasi pembangkit ini akan menggunakan modul *congen* pada WASP IV. Simulasi ini akan menghasilkan sejumlah konfigurasi setiap jenis kandidat pembangkit yang akan direncanakan pertahun. Karena modul ini hanya mampu melakukan konfigurasi sebanyak 500 konfigurasi setiap tahunnya dan total 5000 konfigurasi hingga akhir tahun perencanaan, maka akan diberi batasan-batasan tertentu berupa *reserve margin* dan jumlah ekspansi pembangkit untuk mengurangi jumlah konfigurasi.

4.5 Hasil Optimasi Pengembangan Pembangkit

Untuk mendapatkan pengembangan pembangkit yang optimal setiap tahunnya, akan dilakukan simulasi menggunakan modul *merism* dan modul *dynpro* pada WASP IV. Modul *mersim* untuk menghasilkan biaya operasional setiap konfigurasi pembangkit, biaya ENS, serta indeks keandalan (LOLP) setiap konfigurasi. Kemudian proses optimasi akan dilakukan oleh modul *dynpro* untuk menentukan rencana penambahan pembangkit setiap tahunnya dengan memperhatikan biaya pengembangan pembangkitan termurah dan memiliki keandalan yang tinggi. Khusus untuk modul *dynpro*, sebelum dijalankan terlebih dahulu dimasukkan data *capital cost*, *lifetime*, *construction time*, dan *interest during construction* (IDC) dari masing-masing kandidat pembangkit, sesuai pada tabel (4.8) berikut :

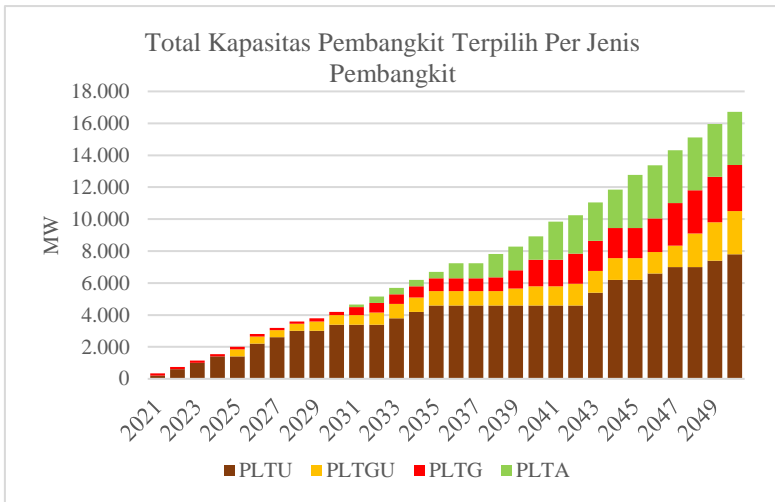
Tabel 4.3 Data *Lifetime*, *Capital Cost*, *Construction Time*, dan IDC Setiap Kandidat Pembangkit

No	Jenis	Kode Pembangkit	Capital Cost (\$/kW)	Lifetime (Years)	Construction Years	IDC
1	PLTU	V-U1	2.400	30	4	15,63%
2	PLTU	V-U2	2.300	30	4	15,63%
3	PLTU	V-U3	2.200	30	4	15,63%
4	PLTU	V-U4	2.100	30	4	15,63%
5	PLTG	V-G1	800	25	2	8,00%
6	PLTG	V-G2	700	25	2	8,00%

No	Jenis	Kode Pembangkit	Capital Cost (\$/kW)	Lifetime (Years)	Construction Years	IDC
7	PLTGU	VGU1	1.100	25	3	11,92%
8	PLTGU	VGU2	1.000	25	3	11,92%
9	PLTA	VTA1	2.500	50	5	19,21%
10	PLTA	VTA2	2.500	50	5	19,21%
11	PLTA	VTA3	2.300	50	5	19,21%
12	PLTA	VTA4	2.300	50	5	19,21%
13	PLTA	VTA5	2.300	50	5	19,21%
14	PLTA	VTA6	2.300	50	5	19,21%

Kemudian nilai suku bunga diasumsikan 7%, *base year for cost discounting calculation* dan *base year for cost escalation calculation* ditetapkan pada tahun 2021. Terakhir, pada menu *data for future years* nilai LOLP untuk setiap tahun dibatasi 0,274% sesuai standar PLN dan biaya ENS sebesar 0,85 \$/kWh.

Optimasi terbaik didapatkan ketika tidak terdapat tanda + atau – di konfigurasi pembangkit setiap tahunnya. Ketika masih terdapat tanda tersebut, berarti konfigurasi belum dikatakan baik, sehingga perlu diatur kembali konfigurasi pembangkitnya pada modul congen. Setelah dilakukan beberapa kali proses optimasi (*congen-mersim-dynpro*), maka didapatkan rencana pengembangan pembangkit seperti pada diagram batang berikut :



Gambar 4.5 Diagram Batang Total Kapasitas Pengembangan Pembangkit Kalimantan Tahun 2021-2050 berdasarkan Jenis Pembangkit

Dari diagram batang di atas, dapat diambil kesimpulan bahwa :

- Pembangkit jenis PLTU 100 MW hanya dibangun diawal tahun perencanaan (tahun 2021).
- Pembangkit jenis PLTU 200 MW tidak dibangun lagi sejak tahun 2026 atau saat sistem kelistrikan Kalimantan sudah terinterkoneksi, karena total pertumbuhan kebutuhan beban puncak Kalimantan saat itu telah mencapai lebih dari 300 MW. Sehingga pembangkit jenis PLTU 400 MW yang selanjutnya akan dibangun.
- Pembangkit jenis PLTGU 150 MW mulai dibangun pada tahun 2025 untuk memikul beban menengah saat sistem interkoneksi.
- Pembangkit jenis PLTG 100 MW mulai dibangun sejak tahun 2031 untuk memikul beban puncak di Kalimantan.
- Pembangkit jenis PLTG banyak dibangun pada tahun 2039 ke atas untuk menggantikan pembangkit-pembangkit PLTG yang telah ada saat awal perencanaan namun sudah habis masa pakainya.
- Pembangkit jenis *hydro* tidak ikut dikompertisikan dan telah diatur tahun operasinya.

- Sampai tahun 2050 total pembangkit yang akan dibangun sejumlah 2 unit PLTU 100 MW, 6 unit PLTU 200 MW, 16 unit PLTU 400 MW, 18 unit PLTG 50 MW, 20 unit PLTG 100 MW, 18 unit PLTGU 150 MW, 2 unit PLTA *peaker*, 4 unit PLTA *middle load*.

4.6 Biaya Pengembangan Pembangkit Dan Indeks Keandalan

Pada subbab ini akan diperlihatkan biaya pengembangan pembangkit dan indeks keandalan untuk setiap tahunnya. Biaya-biaya ini terdiri dari biaya konstruksi, nilai sisa, biaya operasi, dan biaya ENS. Dari biaya yang dihasilkan melalui proses optimasi, dapat dilihat untuk biaya konstruksi hasil biayanya sangat variatif bergantung pada jenis pembangkit yang ditambahkan pada tahun tersebut. Sementara untuk nilai sisa akan semakin besar di akhir karena masa pakai pembangkit yang masih lama dan untuk biaya operasi dapat dilihat nilainya terus menurun setiap tahun. Hal ini di karenakan pembangkit jenis PLTD sudah tidak beroperasi lagi dan telah digantikan dengan pembangkit jenis PLTU dengan kapasitas 200 MW dan 400 MW yang memiliki biaya pembangkitan tahunan yang sangat murah. Untuk nilai indeks keandalan pembangkit, sudah sesuai dengan standar PLN di mana nilai LOLP lebih kecil dari 0,274%. Berikut adalah tabel biaya pengembangan pembangkit dan indeks keandalan pembangkit (LOLP) untuk setiap tahunnya :

Tabel 4.4 Biaya Pengembangan Pembangkit Tahun 2021-2050

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2021	580	0	889	0,084	1.469	1.469	0,002
2022	822	4	878	0,080	1.697	3.166	0,003
2023	769	8	824	0,081	1.585	4.751	0,004
2024	718	12	791	0,088	1.498	6.249	0,010
2025	343	0	787	0,092	1.130	7.379	0,016
2026	1.198	37	815	0,229	1.976	9.354	0,090
2027	560	22	805	0,204	1.342	10.697	0,077
2028	523	26	794	0,196	1.292	11.989	0,074

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2029	111	3	792	0,323	900	12.889	0,138
2030	457	33	778	0,283	1.202	14.091	0,125
2031	336	41	771	0,344	1.066	15.157	0,077
2032	461	68	756	0,258	1.149	16.306	0,051
2033	440	50	740	0,247	1.131	17.436	0,049
2034	378	51	727	0,241	1.054	18.490	0,047
2035	353	55	712	0,235	1.010	19.501	0,047
2036	542	137	659	0,170	1.064	20.564	0,020
2037	0	0	641	0,586	642	21.206	0,205
2038	486	148	589	0,556	927	22.133	0,206
2039	107	25	592	0,514	675	22.808	0,202
2040	138	37	598	0,377	700	23.508	0,152
2041	743	302	536	0,176	977	24.485	0,035
2042	85	29	538	0,254	594	25.079	0,092
2043	379	162	526	0,258	743	25.822	0,096
2044	354	169	511	0,227	696	26.519	0,081
2045	567	332	466	0,172	700	27.219	0,041
2046	182	108	465	0,234	540	27.759	0,093
2047	212	139	465	0,206	539	28.298	0,075
2048	127	91	469	0,190	505	28.803	0,069
2049	190	154	465	0,193	501	29.304	0,065
2050	166	150	460	0,202	476	29.780	0,069

4.7 Rencana Pengembangan Pembangkit Kalimantan Tahun 2021-2050

4.7.1 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Kalimantan Barat

Sesuai dengan hasil optimasi yang dilakukan, hingga tahun 2025 akan dilakukan penambahan daya sebesar 650 MW. Rencana pengembangan pembangkit sistem Kalimantan Barat hanya dilakukan hingga tahun 2025 karena di tahun berikutnya hingga tahun 2050, di asumsikan kelistrikan Kalimantan sudah terinterkoneksi. Hal ini sesuai dengan rencana pengembangan sistem transmisi yang tercantum dalam RUPTL PLN.

Dari hasil optimasi yang dilakukan, untuk memenuhi kriteria indeks keandalan sistem yang baik untuk sistem kelistrikan yang belum terinterkoneksi (reserve margin > 40%), maka diperlukan penambahan beberapa pembangkit seperti yang termuat dalam tabel berikut :

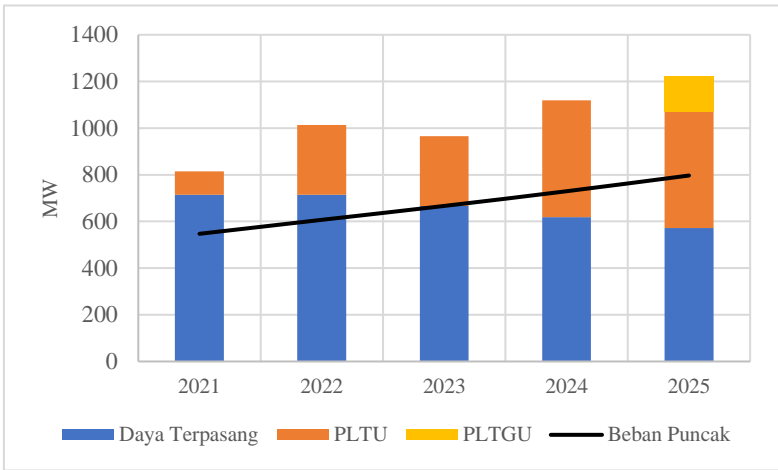
Tabel 4.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Sitem Kalimantan Barat

Tahun	Beban Puncak (MW)	Pengurangan Daya (MW)	Daya Terpasang (MW)	Rencana Penambahan Pembangkit (MW)	Total Kapasitas Sistem (MW)	Reserve Margin	
						Sebelum Optimalisasi	Setelah Optimalisasi
2021	547	0	714	PLTU 1x100	814	30,5%	49%
2022	607	0	814	PLTU 1X200	1.014	34,1%	67%
2023	667	48	966	-	966	44,9%	45%
2024	730	47	919	PLTU 1x200	1.119	26,0%	53%
2025	797	47	1.072	PLTGU 1X150	1.222	34,5%	53%

Dari rencana penambahan kapasitas tersebut dapat dilihat bahwa pembangkit yang direncanakan untuk dibangun adalah PLTU kapasitas 100 MW dan 200 MW. Hal ini karena disesuaikan dengan kebutuhan daya pada sistem dan efisiensi biaya pembangkitan dari kedua jenis

pembangkit tersebut. Dapat dilihat setelah proses optimasi, keandalan sistem meningkat dan sudah sesuai standar PLN.

Sesuai rencana pengembangan pembangkit di sistem Kalbar, maka total kapasitas daya terpasang di Kalimantan pada tahun 2025 akan mencapai 1222 MW. Hal ini karena adanya penambahan pembangkit jenis PLTU sebesar 500 MW dan PLTGU sebesar 150 MW. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada neraca daya sistem Kalbar di bawah ini :



Gambar 4.6 Neraca Daya Sistem Kalbar

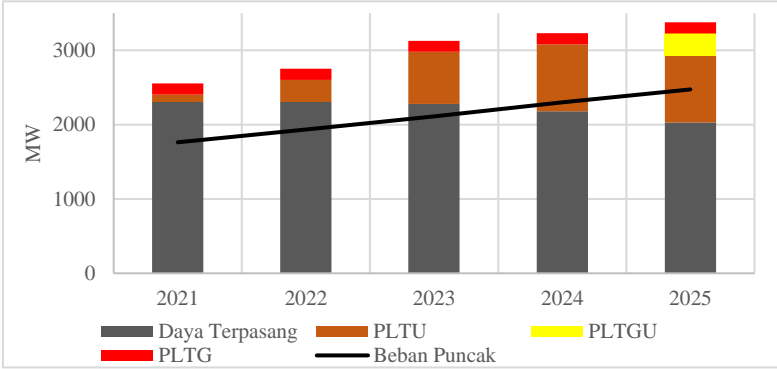
4.7.2 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Kalseltengtimra

Untuk sistem Kalseltengtimra, hingga tahun 2025 akan direncanakan penambahan daya sebesar 1350 MW. Sementara dari hasil optimasi yang dilakukan, didapatkan jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu PLTU kapasitas 200 MW yang dinilai lebih efisien. Pemilihan pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar (PLTU 400 MW) tentunya akan menaikkan biaya pengembangan pembangkit pertahunnya karena biaya investasinya yang mahal, sementara keandalan sistem pertahunnya sudah sangat sesuai standar PLN (reserve margin >40%). Hal ini akan menyebabkan pemborosan anggaran pengembangan pembangkit. Untuk rincian pengembangan pembangkit sistem Kalseltengtimra hingga tahun 2025 dapat dilihat melalui tabel berikut :

Tabel 4.6 Rencana Pengembangan Pembangkit di Sistem Kalseltengtimra

Tahun	Beban Puncak (MW)	Pengurangan Daya (MW)	Daya Terpasang (MW)	Rencana Penambahan Pembangkit (MW)	Total Kapasitas Sistem (MW)	Reserve Margin	
						Sebelum Optimalisasi	Setelah Optimalisasi
2021	1.762	0	2303	PLTG 3x50	2.553	30,7%	45%
				PLTU 1x100			
2022	1.932	0	2553	PLTU 1x200	2.753	32,1%	42%
2023	2.112	24	2729	PLTU 2x200	3.129	29,2%	48%
2024	2.299	99	3030	PLTU 1x200	3.230	31,8%	40%
2025	2.474	152	3078	PLTGU 2x150	3.378	24,4%	37%

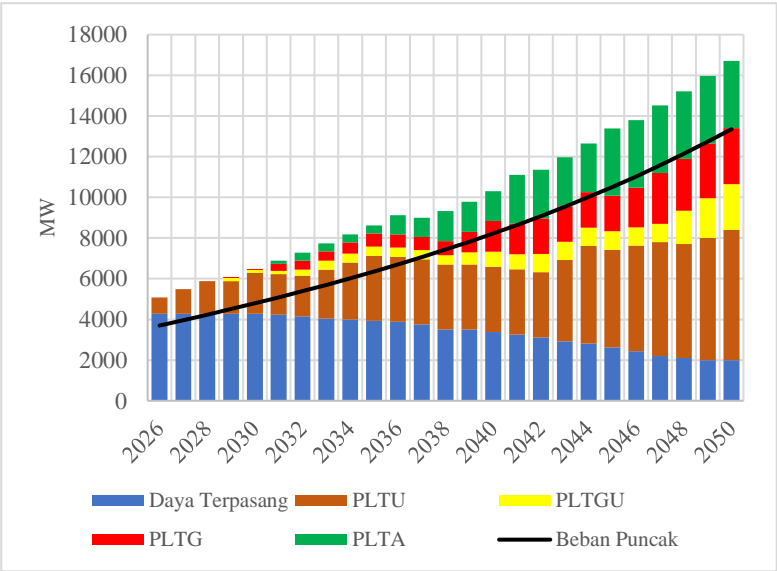
Sesuai dengan rencana pengembangan pembangkit di sistem Kalseltengtimra di atas, maka total kapasitas daya terpasang di sistem Kalseltengtimra pada tahun 2025 akan mencapai 3378 MW. Hal ini karena adanya penambahan pembangkit jenis PLTU sebesar 900 MW, PLTGU sebesar 300 MW dan PLTG sebesar 150 MW. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada neraca daya sistem Kalseltengtimra di bawah ini :



Gambar 4.7 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra

4.7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit Sistem Interkoneksi

Rencana Pengembangan pembangkit sistem interkoneksi, dimulai pada tahun 2026 saat semua wilayah di Kalimantan dianggap sudah terinterkoneksi. Dari hasil optimasi yang dilakukan, dari tahun 2026 hingga tahun 2050 akan dilakukan penambahan daya sebesar 14715 MW. Rencana pengembangan sistem interkoneksi dapat dilihat pada lampiran 3. Dalam rencana pengembangan pembangkit sistem Interkoneksi Kalimantan, di dominasi oleh pembangkit jenis PLTU dengan total tambahan daya sebesar 6400 MW, hal ini dikarenakan pembangkit tersebut akan digunakan untuk memikul beban dasar di sistem interkoneksi. Sementara untuk memikul beban menengah direncanakan tambahan PLTGU sebesar 2250 MW. Dan untuk kebutuhan beban puncak akan direncanakan untuk membangun PLTG dengan total kapasitas 2750 MW. Selain itu, potensi sumber air di Kalimantan juga ikut dimaksimalkan untuk memikul beban dasar dengan kapasitas sebesar 2920 MW dan beban puncak sebesar 395 MW. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat melalui neraca daya sistem interkoneksi Kalimantan berikut ini :



Gambar 4.8 Neraca Daya Sistem Interkoneksi Kalimantan 2026-2050

4.7.3.1 Rencana Penempatan Pembangkit Sistem Interkoneksi

Dalam perencanaan penempatan lokasi pembangkit saat sistem interkoneksi ini akan menggunakan prinsip *regional balance* dan *resources base*. Untuk penempatan berdasarkan prinsip *regional balance*, pembangkit akan dibangun di Kalimantan Barat. Hal ini dikarenakan untuk menjaga keandalan sistem kelistrikan di Kalimantan Barat itu sendiri agar tidak hanya mengandalkan transfer daya dari Kaltimra ataupun Kalselteng, sehingga apabila sistem *backbone* interkoneksi kelistrikan di Kalimantan mengalami gangguan, Kalimantan Barat masih mampu untuk mensuplai beberapa wilayah strategis di daerahnya dengan menggunakan pembangkit yang terpasang di sistem kelistrikannya sendiri. Sedangkan untuk prinsip *resources base* dilakukan untuk meminimalkan biaya pokok pembangkit dengan memangkas biaya angkut bahan bakar dari sumber energi primer ke lokasi pembangkit. Dalam menggunakan prinsip ini, rencananya pembangkit akan dibangun di provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan yang memiliki potensi sumber energi primer berupa gas dan batubara. Untuk rencana penempatan pembangkit di sistem interkoneksi dapat dilihat melalui tabel berikut ini :

Tabel 4.7 Rencana Penempatan Pembangkit di Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan 2026-2050

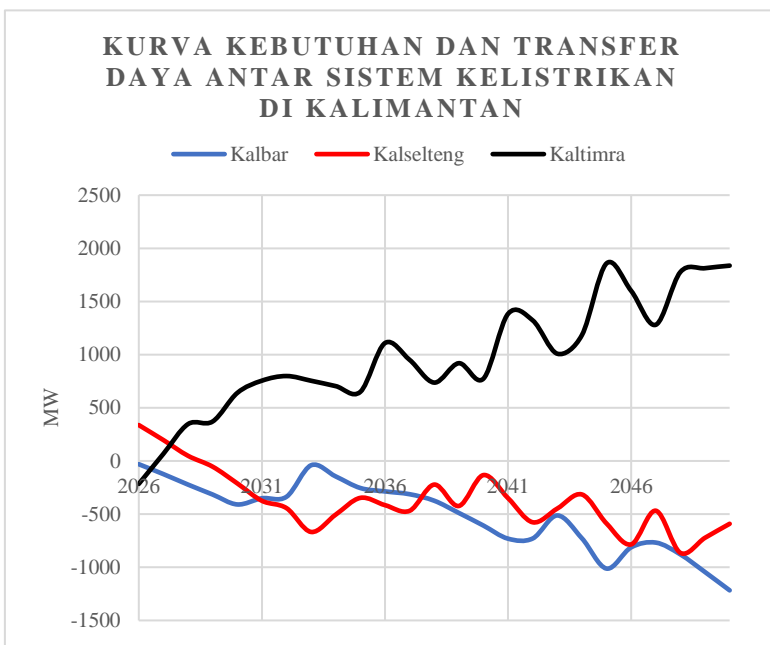
Tahun	Rencana Penambahan Pembangkit		
	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra
2026	-	PLTU 2x400	-
2027	-	-	PLTU 1x400
2028	-	-	PLTU 1x400
2029	-	PLTG 1x50	PLTGU 1X150
2030	-	-	PLTU 1X400
2031	PLTA 1x180	-	PLTG 3x100 -
2032	PLTGU 1x150	PLTG 1x100	PLTA 1x300
2033	PLTU 1X400	-	PLTGU 1x150
2034	-	PLTU 1x400	PLTG 1x100

Tahun	Rencana Penambahan Pembangkit		
	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra
2035	-	PLTU 1X400	PLTG 1x100
2036	-	-	PLTA 1x650
2037	-	-	-
2038	PLTG 1x50	PLTA 1x650	PLTG 1x100
2039	-	-	PLTG 3x100
			PLTG 1x50
2040	-	PLTG 5x100	PLTGU 1x150
2041	-	-	PLTA 1x1250
2042	PLTGU 1x150	-	PLTG 5x50
2043	PLTU 1X400	PLTU 1X400	-
2044	-	PLTU 1X400	PLTU 1x400
2045	-	-	PLTA 1x1250
2046	PLTU 1x400	PLTG 1x100	PLTGU 2x50
2047	PLTG 2x100	PLTU 1x400	PLTG 1x50
		PLTG 3x100	
2048	PLTG 1x50	-	PLTGU 5x150
2049	-	PLTU 1x400	PLTGU 2x150
		PLTG 3x50	
2050	-	PLTU 1x400	PLTG 2x150
		PLTG 1x50	

4.7.3.2 Rencana Transfer Daya Antar Sistem Kelistrikan di Interkoneksi Kalimantan

Dalam subbab ini akan dibahas tentang rencana transfer daya antar sistem kelistrikan Kalbar-Kalselteng-Kaltimra untuk pada saat ketiga sistem tersebut telah terinterkoneksi menjadi satu sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan. Rencana ini bertujuan untuk memperkirakan

besaran aliran daya yang mengalir antar sistem kelistrikan sehingga dapat ditentukan jenis backbone yang akan dibangun untuk sistem interkoneksinya. Rencana transfer daya ini juga harus memperhatikan keandalan dari sistem kelistrikan masing-masing, sehingga adanya transfer daya ke sistem kelistrikan lain tidak mengganggu keandalan dari sistem kelistrikannya sendiri. Rencana transfer daya antar sistem kelistrikan akan dijelaskan melalui grafik berikut :



Gambar 4.9 Grafik Kebutuhan Daya dan Kemampuan Transfer Daya Antar Sistem Kelistrikan di Kalimantan

Pada grafik di atas, dapat dilihat bahwa sistem kelistrikan Kaltimra selalu mengalami surplus daya listrik, karena banyaknya pembangkit yang direncanakan akan dibangun di provinsi Kalimantan Timur. Nilai surplus daya ini didapatkan dari selisih antara total kapasitas terpasang sistem Kaltimra dengan kebutuhan beban puncak yang sudah ditambah *reserve margin*.. Sementara untuk sistem Kalselteng dan sistem Kalbar

selalu mengalami defisit daya listrik antara daya terpasang dengan kebutuhan beban puncaknya (di tambah reserve margin). Oleh karena itu, untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di sistem kelistrikan yang mengalami defisit, maka dilakukan transfer daya dari sistem kelistrikan lain dengan daya maksimal sebesar surplus daya disistem kelistrikan tersebut. Sebagai contoh pada tahun 2031 Kalbar mengalami defisit daya sebesar 351 MW dan Kalselteng defisit 375 MW. Maka akan dilakukan transfer daya dari sistem Kaltimra yang mengalami surplus daya dengan kemampuan maksimal sesuai nilai surplusnya yaitu sebesar 755 MW.

Dari grafik tersebut dapat diketahui juga bahwa semakin lama aliran daya yang mengalir setiap tahunnya semakin besar. Sehingga dapat diperkirakan *backbone* yang kemungkinan harus dibangun adalah backbone backbone 500 kV yang mampu mengalirkan daya hingga 2000 MW dengan jarak mencapai 500 km serta telah memenuhi persyaratan *contingency*. Untuk skenario jalur transmisinya menggunakan transmisi jalur Utara seperti pada lampiran 4.

4.8 Analisis Jaminan Ketersediaan Energi

Pembangunan PLTU dan PLTG di Kalimantan Barat direncanakan akan dibangun di sistem Kapuas yang merupakan pusat beban. Hal ini disesuaikan dengan prinsip *regional balance* di mana pembangkit akan dibangun berdekatan dengan pusat-pusat beban. Karena cadangan batubara dan gas di Kalimantan Barat sendiri sangat sedikit, sehingga harus mengandalkan pasokan bahan bakar dari luar. Sementara untuk wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur direncanakan akan dibangun berdasarkan prinsip *resource base* di mana pembangkit dibangun dekat dengan sumber-sumber energi primer. Nantinya energi listrik yang dibangkitkan akan disalurkan melalui saluran transmisi Kalimantan.

Dengan asumsi bahwa PLTU akan digunakan sebagai base load yang dioperasikan pada faktor kapasitas 75% dan digunakan sepanjang tahun, sementara PLTG dioperasikan 15% dan PLTD 5%, maka kebutuhan bahan bakar di Kalimantan hingga tahun 2050 adalah sebagai berikut :

Tabel 4.8 Kebutuhan Bahan Bakar Per Jenis Pembangkit di Kalimantan

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG	Batubara	BBM	LNG
2021	1.705	733	929	6.4306.92	74.955,46	837.055,54
2022	2.105	733	929	7.9393.58	74.955,46	837.055,54
2023	2.505	661	929	9.4480.25	67.592,85	837.055,54
2024	2.905	515	929	10.956.692	52.663,11	837.055,54
2025	2.905	316	1.379	10.956.692	32.313,68	1.242.518,4
2026	3.705	0	1.379	13.974.025	0	1.242.518,4
2027	4.105	0	1.379	15.482.692	0	1.242.518,4
2028	4.505	0	1.379	16.991.358	0	1.242.518,4
2029	4.505	0	1.579	16.991.358	0	1.422.724,1
2030	4.905	0	1.579	18.500.025	0	1.422.724,1
2031	4.905	0	1.831	18.500.025	0	1.649.783,3
2032	4.905	0	1.989	18.500.025	0	1.792.145,8
2033	5.305	0	2.039	20.008.692	0	1.837.197,3
2034	5.705	0	2.082	21.517.358	0	1.875.941,5
2035	6.105	0	2.125	23.026.025	0	1.914.685,7
2036	6.105	0	2.077	23.026.025	0	1.871.436,3
2037	6.105	0	1.953	23.026.025	0	1.759.708,8
2038	6.105	0	1.750	23.026.025	0	1.576.800
2039	6.105	0	2.200	23.026.025	0	1.982.262,9
2040	5.985	0	2.850	22.573.425	0	2.567.931,4
2041	5.858	0	2.850	22.094.423	0	2.567.931,4
2042	5.718	0	3.250	21.566.390	0	2.928.342,9
2043	6.321	0	3.250	23.840.705	0	2.928.342,9
2044	7.010	0	3.250	26.439.383	0	2.928.342,9

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG	Batubara	BBM	LNG
2045	6.830	0	3.250	25.760.483	0	2.928.342,9
2046	7.028	0	3.450	26.507.273	0	3.108.548,6
2047	7.200	0	4.000	27.156.000	0	3.604.114,3
2048	7.100	0	4.800	26.778.833	0	4.324.937,1
2049	7.400	0	5.250	27.910.333	0	4.730.400
2050	7.800	0	5.600	29.419.000	0	5.045.760
Total Kebutuhan Bahan Bakar				601.373.392	302481	65.086.700

Dari tabel di atas dapat dilihat bahwa total kebutuhan batu bara di Kalimantan hingga tahun 2050 sebesar 601 juta ton, sementara BBM 0,3 juta Ton dan Gas sebesar 65 juta ton. Untuk memenuhi kebutuhan batubara dapat mengandalkan potensi batubara Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur yang memiliki cadangan batubara lebih dari 25000 juta ton. Sementara untuk memenuhi kebutuhan BBM hingga *lifetime*-nya habis akan menggunakan cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur yang memiliki cadangan sebesar 885 MMSTB. Terakhir untuk memenuhi kebutuhan gas akan memanfaatkan cadangan gas di Kalimantan Timur yang memiliki nilai cadangan sebesar 51,7 TSCF. Oleh karena itu, dari potensi yang ada dan dibandingkan dengan konsumsi bahan bakar hingga tahun 2050, Kalimantan masih dapat mensuplai bahan bakar untuk pembangkit listriknya.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Total pengembangan pembangkit di Kalimantan sampai dengan tahun 2050 sebesar 16.715 MW yang terdiri dari PLTU sebesar 7.800 MW, PLTGU 2.700 MW, PLTG 2.900 MW dan PLTA 3.315 MW. Rencana pengembangan pembangkit ini terdiri atas 2 unit PLTU 100 MW, 6 unit PLTU 200 MW, 16 unit PLTU 400 MW, 18 unit PLTG 50 MW, 20 unit PLTG 100 MW, 18 unit PLTGU 150 MW, 2 unit PLTA *peaker*, 4 unit PLTA *middle load*.
2. Perencanaan pengembangan pembangkit telah sesuai dengan karakteristik beban berdasarkan kurva LDC Kalimantan di mana nilai base *base load*-nya sebesar 75% dari beban puncak, *middle load*-nya 10%, dan *peak load*-nya 15%.
3. Dari segi biaya pengembangan pembangkit, didapatkan nilai keekonomian yang optimum dengan total biaya hingga tahun 2050 sebesar 29.780 Juta *Dollar*. Sedangkan, indeks keandalan LOLP telah sesuai dengan yang direncanakan yaitu sesuai standar PLN dengan nilai $LOLP < 0,274\%$.
4. Untuk jaminan ketersediaan energi di Kalimantan, masih mencukupi di mana konsumsi total bahan bakar tiap jenis pembangkit terpilih masih lebih rendah dari total potensi sumber energi primer yang ada di Kalimantan.

Dengan demikian, hasil optimasi yang dilakukan telah sesuai dengan kriteria perencanaan penambahan pembangkit di suatu sistem kelistrikan.

5.2 Saran

Berikut saran yang perlu dipertimbangkan untuk penelitian selanjutnya adalah :

1. Perlu penelitian lebih lanjut mengenai analisa emisi Gas Rumah Kaca (GRK) yang dihasilkan akibat dari proses optimasi

pembangkit yang banyak menggunakan pembangkit berbahan bakar batubara dan gas.

2. Pengaruh penambahan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan terhadap kemampuan transmisi dalam menghantarkan daya dengan jumlah yang besar

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kementrian Energi Dan Sumber Daya Mineral, "Rasio Elektrifikasi Indonesia," Kementrian Energi Dan Sumber Daya Mineral, Jakarta, 2017.
- [2] PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero), Rencanana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2018 S.D 2027, Jakarta: PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2018.
- [3] Soedibyo, *Pembangkitan Tenaga Listrik*, Surabaya: ITS Press, 2015.
- [4] M. T. Wikarsa, *Studi Analisis Program Percepatan 10.000 MW Tahap I Pada Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali*, Jakarta: Universitas Indonesia, 2010.
- [5] D. Riyono, *Analisis Pembangunan PLTU Jabar Selatan 3x300 MW Sebagai Bagian Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Untuk Menunjang Sistem Ketenagalistrikan Jabar Bagian Selatan*, Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2008.
- [6] R. Tidball, J. Bluestein, N. Rodriguez and S. Knoke, *Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies*, Virginia: National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [7] F. Bouffrad and F. Galiana, "An Electricity Market With a Probabilistic Spinning Reserve Criterion," *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 19, pp. 300-307, 19 February 2004.
- [8] J. Hentschel, U. Babic and H. Spliethoff, "A Parametric Approach For The Valuation Of Power Plant Flexibility Options," *Energy Reports*, pp. 40-47, 2016.
- [9] I. A. E. Agency, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package*, Vienna: International Atomic Energy Agency, 2000.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Load Forecasting Kalimantan Tahun 2021-2050

Proyeksi Beban Puncak Kalimantan (MW)				
Tahun	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra	Total
2021	547	986	777	2309
2022	607	1069	863	2539
2023	667	1158	954	2779
2024	730	1250	1049	3029
2025	797	1346	1127	3270
2026	863	1447	1389	3699
2027	932	1552	1475	3959
2028	1005	1661	1565	4231
2029	1074	1774	1658	4506
2030	1143	1890	1755	4788
2031	1215	2012	1856	5083
2032	1290	2137	1960	5387
2033	1367	2266	2066	5699
2034	1445	2399	2178	6022
2035	1526	2536	2292	6354
2036	1609	2681	2411	6701
2037	1694	2831	2534	7060
2038	1783	2986	2663	7433
2039	1875	3147	2797	7819
2040	1970	3314	2937	8222
2041	2069	3488	3084	8641
2042	2171	3669	3237	9078
2043	2278	3859	3398	9535
2044	2389	4057	3566	10012

Proyeksi Beban Puncak Kalimantan (MW)				
Tahun	Kalbar	Kalselteng	Kaltimra	Total
2045	2504	4264	3743	10511
2046	2624	4481	3928	11034
2047	2749	4708	4122	11579
2048	2878	4945	4324	12147
2049	3011	5192	4536	12738
2050	3148	5447	4757	13351

Lampiran 2 Data Load Duration Curve Kalimantan Tahun 2014

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
1,000	0,011	1,000	0,011	1,000	0,011	1,000	0,011
0,976	0,022	0,986	0,022	0,985	0,022	0,984	0,022
0,960	0,033	0,966	0,033	0,971	0,033	0,969	0,033
0,945	0,044	0,945	0,044	0,955	0,043	0,954	0,043
0,930	0,056	0,930	0,055	0,941	0,054	0,940	0,054
0,915	0,067	0,916	0,066	0,926	0,065	0,927	0,065
0,900	0,078	0,894	0,077	0,911	0,076	0,911	0,076
0,884	0,089	0,876	0,088	0,893	0,087	0,896	0,087
0,869	0,100	0,862	0,099	0,876	0,098	0,882	0,098
0,854	0,111	0,846	0,110	0,861	0,109	0,868	0,109
0,837	0,122	0,832	0,121	0,846	0,120	0,868	0,120
0,837	0,133	0,831	0,132	0,846	0,130	0,868	0,130
0,835	0,144	0,830	0,143	0,846	0,141	0,867	0,141
0,833	0,156	0,828	0,154	0,842	0,152	0,867	0,152
0,821	0,167	0,818	0,165	0,831	0,163	0,847	0,163
0,820	0,178	0,818	0,176	0,829	0,174	0,847	0,174
0,820	0,189	0,817	0,187	0,828	0,185	0,846	0,185
0,819	0,200	0,816	0,198	0,827	0,196	0,846	0,196
0,818	0,211	0,815	0,209	0,827	0,207	0,829	0,207
0,807	0,222	0,804	0,220	0,817	0,217	0,828	0,217
0,807	0,233	0,803	0,231	0,816	0,228	0,827	0,228
0,807	0,244	0,802	0,242	0,816	0,239	0,826	0,239
0,806	0,256	0,802	0,253	0,816	0,250	0,804	0,250
0,806	0,267	0,802	0,264	0,815	0,261	0,804	0,261

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,805	0,278	0,801	0,275	0,814	0,272	0,804	0,272
0,795	0,289	0,791	0,286	0,805	0,283	0,801	0,283
0,794	0,300	0,790	0,297	0,804	0,293	0,792	0,293
0,793	0,311	0,789	0,308	0,803	0,304	0,792	0,304
0,793	0,322	0,788	0,319	0,802	0,315	0,791	0,315
0,780	0,333	0,776	0,330	0,791	0,326	0,789	0,326
0,780	0,344	0,775	0,341	0,791	0,337	0,780	0,337
0,780	0,356	0,774	0,352	0,791	0,348	0,779	0,348
0,779	0,367	0,774	0,363	0,791	0,359	0,778	0,359
0,774	0,378	0,767	0,374	0,786	0,370	0,777	0,370
0,773	0,389	0,767	0,385	0,785	0,380	0,775	0,380
0,773	0,400	0,766	0,396	0,784	0,391	0,766	0,391
0,773	0,411	0,766	0,407	0,784	0,402	0,766	0,402
0,767	0,422	0,761	0,418	0,778	0,413	0,766	0,413
0,767	0,433	0,760	0,429	0,778	0,424	0,766	0,424
0,765	0,444	0,760	0,440	0,776	0,435	0,763	0,435
0,763	0,456	0,759	0,451	0,776	0,446	0,754	0,446
0,759	0,467	0,759	0,462	0,771	0,457	0,753	0,457
0,757	0,478	0,759	0,473	0,770	0,467	0,752	0,467
0,757	0,489	0,759	0,484	0,769	0,478	0,751	0,478
0,757	0,500	0,758	0,495	0,768	0,489	0,747	0,489
0,754	0,511	0,758	0,505	0,768	0,500	0,747	0,500
0,752	0,522	0,757	0,516	0,768	0,511	0,738	0,511
0,751	0,533	0,757	0,527	0,768	0,522	0,738	0,522
0,751	0,544	0,757	0,538	0,767	0,533	0,733	0,533
0,751	0,556	0,755	0,549	0,767	0,543	0,731	0,543

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,750	0,567	0,755	0,560	0,767	0,554	0,730	0,554
0,750	0,578	0,754	0,571	0,767	0,565	0,728	0,565
0,749	0,589	0,754	0,582	0,766	0,576	0,717	0,576
0,743	0,600	0,753	0,593	0,766	0,587	0,717	0,587
0,742	0,611	0,748	0,604	0,765	0,598	0,715	0,598
0,742	0,622	0,746	0,615	0,760	0,609	0,715	0,609
0,740	0,633	0,746	0,626	0,760	0,620	0,715	0,620
0,734	0,644	0,745	0,637	0,759	0,630	0,706	0,630
0,732	0,656	0,740	0,648	0,758	0,641	0,706	0,641
0,731	0,667	0,739	0,659	0,753	0,652	0,706	0,652
0,731	0,678	0,738	0,670	0,753	0,663	0,704	0,663
0,721	0,689	0,738	0,681	0,752	0,674	0,704	0,674
0,721	0,700	0,729	0,692	0,750	0,685	0,695	0,685
0,717	0,711	0,728	0,703	0,740	0,696	0,694	0,696
0,715	0,722	0,728	0,714	0,739	0,707	0,694	0,707
0,702	0,733	0,726	0,725	0,737	0,717	0,694	0,717
0,698	0,744	0,717	0,736	0,735	0,728	0,685	0,728
0,696	0,756	0,716	0,747	0,726	0,739	0,685	0,739
0,696	0,767	0,716	0,758	0,726	0,750	0,685	0,750
0,691	0,778	0,713	0,769	0,725	0,761	0,684	0,761
0,691	0,789	0,713	0,780	0,723	0,772	0,661	0,772
0,679	0,800	0,712	0,791	0,723	0,783	0,657	0,783
0,678	0,811	0,702	0,802	0,721	0,793	0,653	0,793
0,678	0,822	0,702	0,813	0,712	0,804	0,651	0,804
0,678	0,833	0,702	0,824	0,711	0,815	0,633	0,815
0,677	0,844	0,702	0,835	0,710	0,826	0,631	0,826

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,666	0,856	0,700	0,846	0,707	0,837	0,628	0,837
0,664	0,867	0,688	0,857	0,706	0,848	0,627	0,848
0,664	0,878	0,687	0,868	0,697	0,859	0,609	0,859
0,664	0,889	0,685	0,879	0,695	0,870	0,608	0,870
0,639	0,900	0,685	0,890	0,695	0,880	0,606	0,880
0,622	0,911	0,671	0,901	0,692	0,891	0,605	0,891
0,604	0,922	0,657	0,912	0,675	0,902	0,604	0,902
0,588	0,933	0,642	0,923	0,660	0,913	0,591	0,913
0,572	0,944	0,623	0,934	0,645	0,924	0,578	0,924
0,551	0,956	0,604	0,945	0,627	0,935	0,562	0,935
0,525	0,967	0,589	0,956	0,613	0,946	0,545	0,946
0,509	0,978	0,575	0,967	0,592	0,957	0,531	0,957
0,491	0,989	0,558	0,978	0,572	0,967	0,517	0,967
0,475	1,000	0,539	0,989	0,556	0,978	0,504	0,978
		0,521	1,000	0,525	0,989	0,490	0,989
				0,502	1,000	0,454	1,000

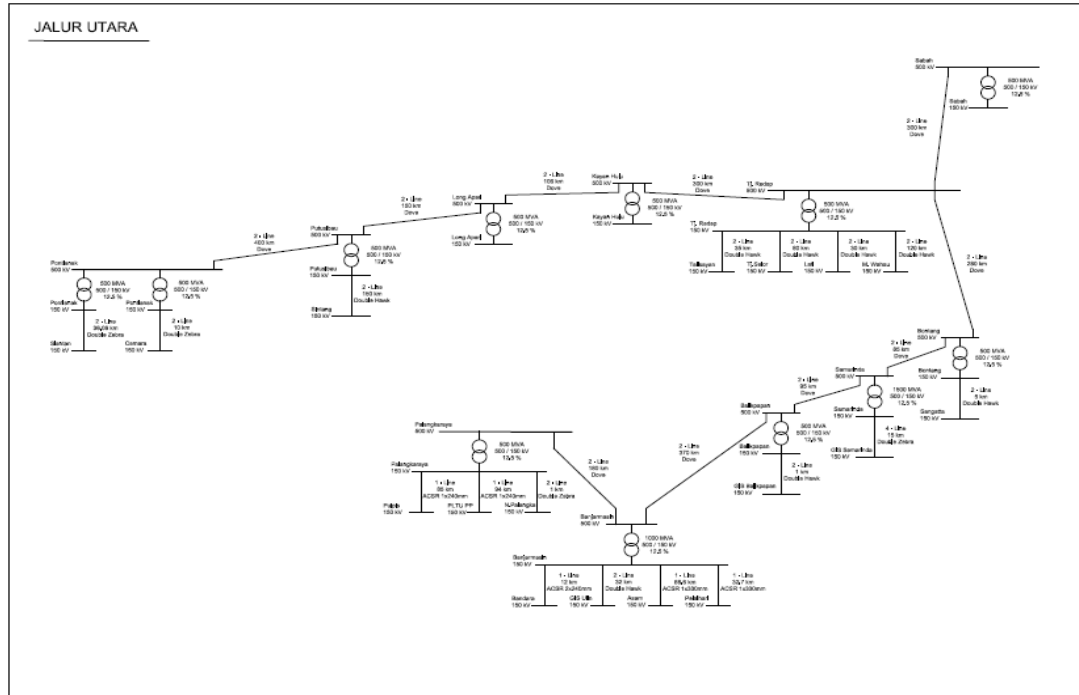
Lampiran 3 Rencana Pengembangan Pembangkit Terinterkoneksi

Tahun	Beban Puncak (MW)	Daya Terpasang (MW)	Rencana Penambahan Pembangkit (MW)	Total Kapasitas Sistem (MW)	Reserve Margin	
					Sebelum Optimasi	Setelah Optimasi
2026	3699	4284	PLTU 2x400	5084	15,8%	37,5%
2027	3959	5048	PLTU 1x400	5484	27,5%	38,5%
2028	4231	5484	PLTU 1x400	5884	29,6%	39,1%
2029	4506	5884	PLTGU 1x150	6084	30,6%	35,0%
			PLTG 1x50			
2030	4788	6084	PLTU 1x400	6484	27,1%	35,4%
2031	5083	6436	PLTG 3x100	6891	26,6%	35,6%
			PLTA 1x180			
2032	5387	6799	PLTG 1x100	7289	26,2%	35,3%
			PLTGU 1x150			
			PLTA 1x300			
2033	5699	7189	PLTU 1x400	7739	26,1%	35,8%
			PLTGU 1x150			
2034	6022	7682	PLTU 1x400	8182	27,6%	35,9%
			PLTG 1x100			
2035	6354	8125	PLTU 1x400	8625	27,9%	35,7%
			PLTG 1x100			
2036	6701	8577	PLTA 1x650	9117	28,0%	36,1%

2037	7060	8993	-	8993	27,4%	27,4%
2038	7433	8740	PLTA 1x650	9330	17,6%	25,5%
			PLTG 1x50			
2039	7819	9330	PLTG 3x100	9780	19,3%	25,1%
			PLTGU 1x150			
2040	8222	9660	PLTGU 1X150	10310	17,5%	25,4%
			PLTG 5x100			
2041	8641	10183	PLTA 1x1250	11103	17,8%	28,5%
2042	9078	10963	PLTG 5x50	11363	20,8%	25,2%
			PLTGU 1x150			
2043	9535	11166	PLTU 2x400	11966	17,1%	25,5%
2044	10012	11855	PLTU 2x400	12655	18,4%	26,4%
2045	10511	12475	PLTA 1x1250	13395	18,7%	27,4%
2046	11034	13193	PLTU 1x400	13793	19,6%	25,0%
			PLTG 2x50			
			PLTG 1x100			
2047	11579	13565	PLTU 1x400	14515	17,2%	25,4%
			PLTG 5x100			
			PLTG 1x50			
2048	12147	14415	PLTGU 5x150	15215	18,7%	25,3%
			PLTG 1x50			
2049	12738	15115	PLTU 1x400	15965	18,7%	25,3%
			PLTG 3x50			
			PLTGU 2X150			

2050	13351	15965	PLTU 1x400	16715	19,6%	25,2%
			PLTG 1x50			
			PLTGU 2x150			

Lampiran 4 Sistem Interkoneksi Kalimantan Jalur Utara



BIOGRAFI PENULIS



Bories Yudo Satrio, lahir di Pasarwajo pada tanggal 28 Februari 1996. Penulis merupakan putra keempat dari lima bersaudara. Anak dari pasangan La Taini dan Bidasari Dalman ini memulai jenjang pendidikan di TK Pertiwi, SD Negeri 3 Pasarwajo, SMP Negeri 1 Pasarwajo, dan SMA Negeri 1 Pasarwajo hingga lulus pada tahun 2014. Pada tahun 2014 penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi

Sepuluh Nopember. Selama kuliah, penulis aktif dalam organisasi di Tingkat Institut dengan bergabung bersama Badan Eksekutif Mahasiswa ITS tahun 2016 dan Dewan Perwakilan Mahasiswa ITS tahun 2017. Penulis juga pernah mengikuti beberapa organisasi lainnya, diantaranya Divisi Workshop HIMATEKTRO ITS, DPA Himatektro ITS, serta kepanitiaan ITS EXPO 2015 dan 2016. Penulis dapat dihubungi melalui email bories.satrio@gmail.com

---Halaman ini sengaja dikosongkan---